

**「技術革新と国際秩序の変化」**  
**非在来型資源開発による地政学的変化**  
**—日本のエネルギー戦略と資源外交を考える—**

平成25年3月



公益財団法人日本国際問題研究所  
The Japan Institute of International Affairs

## は し が き

本報告書は、外務省より平成 24 年度国際問題調査研究・提言事業費補助金を受けて、「非在来型資源開発による地政学的変化—日本のエネルギー戦略と資源外交を考える」というテーマのもとで、1 年間当研究所が行ってきた研究活動の成果を取りまとめたものです。

近年の新興国の急速な発展と共に、エネルギー資源をめぐる各国の戦略的活動も顕著になりつつあります。中国は今後の経済発展の要ともなるエネルギー資源の獲得に積極的に動いており、中東やアフリカ、ユーラシアを含め、世界各地に進出しております。中国の近海での挑発的な動きとともに、エネルギーの爆食がもたらす安全保障上の問題は、今後の国際情勢の変化を左右しかねない重大な懸案事項であります。

わが国のエネルギー獲得戦略にも、現在大きな試練が立ちはだかっています。2011 年 3 月 11 日に起きた東日本大震災とそれに伴う原子力発電所の事故は、日本のエネルギー政策のあり方を根本的に見直すきっかけとなりました。今再び、日本は資源小国として、新たな資源外交に積極的かつ戦略的に取り組んでいく必要があります。

その一方で、近年の技術革新によって、これまでは採取が困難であった非在来型の資源が世界各地に点在していることが分かってきました。シェール革命という言葉が世界中で使われているように、非在来型の石油・天然ガス資源の潜在性はとても高く、多くの期待が寄せられているところです。日本でもメタンハイドレートと呼ばれる非在来型天然ガスが、近海に豊富に埋蔵されているとして、昨今注目を集めております。

本研究プロジェクトでは、新興国のエネルギー需要の拡大やエネルギー供給源の変化等を含めたエネルギー需給の現状と今後の見通し、並びに非在来型資源開発の現状と将来性を展望しつつ、それを見据えた上での国際秩序の変化と、今後のエネルギー安全保障のあり方を検討しました。そして、今後の日本のエネルギー戦略を考察し、それに対応した資源外交のあり方とは何かを考え、日本がとるべき具体的な処方箋を提示することとしました。

なお、ここに表明されている見解はすべて個人のものであり、当研究所の意見を代表するものではありません。最後に、本研究に真摯に取り組まれ、報告書の作成にご尽力いただいた執筆者各位、ならびにその過程でご協力いただいた関係各位に対し、改めて深甚なる謝意を表します。

平成 25 年 3 月

公益財団法人日本国際問題研究所  
理事長 野上 義二

## 研究体制

主査：	十市 勉	日本エネルギー経済研究所顧問
委員：	秋元 諭宏	三菱商事企画業務部 部長代行
	石井 彰	エネルギー・環境問題研究所代表/ 石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC) 上席客員研究員
	武石 礼司	東京国際大学 国際関係学部教授
	野神 隆之	石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC) 上席エコノミスト
	秋山 信将	一橋大学大学院法学研究科教授/当研究所客員研究員
委員兼幹事：	浅利 秀樹	日本国際問題研究所副所長兼主任研究員
	畑佐 伸英	日本国際問題研究所研究員
担当助手：	園田 弥生	日本国際問題研究所研究助手

# 目 次

政策提言	1
エグゼクティブ・サマリー	5
序 章 技術革新と国際秩序の変化 — 「非在来型資源開発による地政学的変化—日本の エネルギー戦略と資源外交を考える」 —	十市 勉…………… 9
第1章 エネルギー需給の現状と見通し	武石 礼司……………15
第2章 シェールガス革命がもたらす変化	野神 隆之……………77
第3章 その他非在来型資源開発の可能性	畑佐 伸英……………99
第4章 シェール・ガスと新しい地政学	秋山 信将……………119
第5章 日本のエネルギー戦略と資源外交のあり方	秋元 諭宏……………137



## 政策提言

- 今後数十年にわたりエネルギー資源に関して、米国、中国、その他、非在来型資源の埋蔵量が豊富で余裕を持つに至った諸国が出現したことは、エネルギー獲得競争や産業競争力、産業立地の点において、大きな変化が生じたことを意味しており、特に日本などの「資源小国」や「無資源国」においては戦略の再構築が必要となる。
- エネルギーの大消費国でありながら、自給率が極めて低い日本は、供給基盤が脆弱なことを認識した上で、如何にエネルギー安全保障を確保するかに戦略的に取り組む必要がある。特に輸入資源に依存する日本にとっては産業競争力の面では不利な立場にあり、産業や雇用の空洞化を招く要因ともなりかねない。
- エネルギーコストが他国と比較して高くなりすぎないこと（経済性）と、気候変動対策に取り組むと共に、エネルギー源の多様化、調達ソースの分散化、省エネルギー等を進める為に、エネルギー戦略と外交政策のリンクが求められている。
- エネルギー分野での日本の責任は、①海外における資源開発への資金的・技術的貢献、②安全な原子力利用体制の再構築と原子力技術への貢献、③省エネルギーや再生可能エネルギーの技術開発・普及等である。
- 非在来型石油・ガス資源の開発はまだ始まったばかりであり、今後の展開と発展の行方に引き続き注視しながら、自ら調査研究と開発に取り組んでいく姿勢が求められている。
- 日本近海にはメタンハイドレートが豊富に存在しているとする観測から、現在、今後の商業開発の可能性も含め調査が進められているところである。資源小国である日本にとってはエネルギー安全保障という観点からも、メタンハイドレートの調査・開発に今後も積極的に取り組んでいくべきである。
- 日本のエネルギー安全保障を考えるうえで、経済大国として台頭する中国やインドの動向をおさえておくことが重要である。非 OECD（経済協力開発機構）諸国が大きな役割を果たす複雑化した時代が始まろうとしているだけに、シェール革命を画期とした世界の化石燃料を巡るパラダイムシフトの意義を踏まえた、政府の政策対応、企業の戦略対応が必要となっている。
- 中国は、資源の消費大国としておよび大規模なシェールガスの埋蔵量を誇る保有国としての両面から見る必要がある。さらに、日本と中国との関係では、資源輸入国同士として LNG（液化天然ガス）の調達価格やシーレーンの安全確保等、協調していく必要のある面と、市場や資源開発の権益獲得における競争の面が共存する。中国にどのように関与していくのが望ましいのか、対話と信頼醸成を強化する中で模索していく必要がある。

- 北米からの LNG 輸入は、エネルギーの安定調達、経済性、環境対応をバランス良く満たす貴重な機会である。日米の同盟関係を、エネルギー安全保障問題を包含した外交政策として再構築し、米国の天然ガス法によるエネルギー省の認可問題の解決へ向けて、環太平洋パートナーシップ (TPP) への参加等を含めた包括的な視点から強化を図るべきである。
- 北米以外の非在来型資源の活用は市場の予想よりも早く進展する可能性があるため、各国の法制・税制整備の進捗状況、企業の進出及び開発状況等につき、注視していく必要がある。
- 今後も引き続き中東への依存状況が変わらないと考えられることから、中東における政治変動に伴う石油および LNG の供給リスクにどう対処すべきか、そのリスク軽減のための対処方針と危機管理が求められる。戦略備蓄や国内の流通における安定供給の担保の他に、とりわけ今後より一層同地域への政治的な関与並びにプレゼンスの強化が欠かせない。
- 日本は中東を中心とした供給国の指導者層との関係は、長い歴史的・制度的な繋がりを有する欧米主要国と比べて希薄であることから、地政学的な情報収集の重要性に鑑みた人脈構築、人材育成、組織的な知見蓄積のあり方を検討していく必要がある。
- 日本の石油の最大調達ソースである中東・北アフリカの安定に米国が関与を続ける環境づくりや、同地域の安定に向けた具体的貢献も重要である。また同時に、北米、ロシア、アジア、豪州などの他の地域における在来型・非在来型資源を効果的に開拓して、供給先の分散に努めていくことも重要である。
- 豪州は、先進的民主主義と市場経済に基づく国として米国との安全保障及び通商関係の強化を図っており、他のエネルギー資源供給国が政治的に不安定で地政学的リスクが高いことも考慮すると、日本にとって安定したエネルギー供給源の一角を占めるべき存在である。
- 東南アジアでは、マレーシア、インドネシア、ブルネイ等が、日本の総天然ガス輸入の約 5 割を占め、エネルギー供給地として重要な役割を果たしている。日本はこれらの国々と長年に亘る相互間の信頼と利益の関係を築いており、こうした関係は今後も継続されるべきである。
- ロシアの資源は欧州での需要減退によってアジアに向かいつつある。ロシアからの資源を安価で購入できるような方策を練りつつ、パイプライン網の整備も含めた国の積極的な関与が期待される。
- 資源開発に際しては日本企業自らが海外進出を果たして、直接的に資源の開発と確保

に関与していくことで、エネルギーコストの低減にも貢献できる。こうした日本企業の海外進出をサポートしていく上でも、リスクマネーの供給や技術開発の面でさらなる政府の支援が必要である。

- 資源開発への投資に際しては、資源需要国間の獲得競争の激化や環境に関する規制強化などの諸条件を考慮に入れつつ、輸出規制や税・ロイヤリティの引き上げの他、人材育成、インフラ整備、産業振興といった資源国の長期的な発展に資するコミットメントが資源供給の対価として求められることに注意を払う必要がある。今後の資源確保戦略においては、より中長期的なビジョンに基づく、戦略的、政治的なレベルでの政策資源の選択と集中が求められる。
- 世界のエネルギー需給のバランスを保って価格高騰を抑制し、エネルギー資源開発と消費拡大に起因する環境負荷を軽減していくためにも、省エネは非常に重要な政策ツールの一つであり、この分野での日本の強みを生かした途上国に対する有効な支援の強化が必要である。
- 資源環境技術の提供を通じて、資源国との協力関係を強化していくことは、省エネ・環境対策、資源ポートフォリオの多様化、そして二国間関係の強化という三つの面で貢献することになる。その意味では、原子力も含めエネルギー分野やその周辺産業（高性能の鋼管など）における技術力の強化も、日本のエネルギー安全保障戦略にとっては極めて重要な要素として位置付けるべきである。
- より積極的な資源戦略を図っていく上でも、財政上の課題の克服、原発の安全な再稼働を含む化石燃料調達コストの低減などの施策が求められる。さらに、外交、安全保障、国内の経済政策、対外的な国際経済政策をどのように総合していくのか、その構想を検討していく必要もある。
- 非在来型エネルギーの開発は、日本のエネルギー安全保障の強化に寄与する機会を提供しており、地域の多様性とエネルギー資源そのものの多様性を勘案して、エネルギー安全保障戦略を確立する絶好機とも言える。日本に求められるのは、非在来型エネルギーの登場により大きな変化が見込まれるエネルギーを取り巻く国際環境を最大限に活用しつつ、国家的なエネルギー基本戦略を早急に策定し外交政策に反映させることである。
- 外交、経済、技術、産業競争力等を含む包括的な安全保障の視点から、省庁間の壁を越えた国家エネルギー戦略の立て直しが求められており、中長期的な基本政策の策定と具体策の推進を可能とする国家機能の構築が強く求められる。





# エグゼクティブ・サマリー

## 第1章 エネルギー需給の現状と見通し

本章では、中国をはじめとする新興国のエネルギー需要の拡大やエネルギー供給源の変化を含めた、エネルギー需給の現状と今後の見通しを考察する。石油・ガスに関する埋蔵量の見通しについては、技術進歩を背景とした埋蔵量の再評価、新規発見等で、多くの国で増加傾向にある。消費については、中国やインド、ASEAN（東南諸国連合）を中心とした新興国で今後も急激な増加が見込まれており、その需要増をどのようにして供給増や省エネでカバーしていくかが課題とされている。これらの地域では再生可能エネルギーや原子力、非在来型資源の開発など、新たな資源獲得策が急務となっている。注目されるのは米国におけるシェールガスの増産が、石炭、石油という、天然ガスと競合する化石燃料の消費に影響を与え、さらに、原子力への取り組みを以前よりは抑える働きをするというように、玉突き状に影響が様々に波及しているという点である。近年最も多くのシェアを占めてきた石油が、今後も当面、需要量を拡大させるとの予測がある一方で、現在、天然ガスの利用拡大に拍車がかかってきており、在来型の天然ガスの発見とその開発も世界の各地で進んでいる。今後は非 OECD（経済協力開発機構）諸国がエネルギー消費の中心となることから、それらの国がイニシアティブを取ろうとの政策が採用される状況への対応が OECD 諸国側では必要となるはずである。こうしたエネルギー需給状況の大きな変化を確実に理解し、対応策を準備していく必要が生じていると言える。特に、シェールガス革命を画期とした世界のパラダイムシフトの意義を踏まえた、政府の政策対応、企業の戦略対応が必要となっていると考えられる。

## 第2章 シェールガス革命がもたらす変化

本章では、シェールガスの開発と生産の動向について述べることとする。シェールガスは、浸透率 0.001 ミリダルシー以下の低浸透性頁岩（シェール）層に賦存する天然ガスであり、技術革新と共に 2000 年代後半から米国を中心に開発が進められている。シェールガスは、世界各地に賦存していることが確認されているが、環境、規制、技術、制度、インフラなどの問題が絡み、未だ北米がその生産の殆どを占めている。シェールガスが増産されたことにより、特に米国において足元の状況や将来に対する展望を大きく変えてしまった他、その影響が直接間接的に世界のエネルギー市場に及んでいる。米国内での天然ガス価格が下落したことで、石炭からガスへと燃料転換が行われ、それが、さらに欧州の石炭価格の下落と石炭へのシフトにつながっていった。アジアでは日本や新興国を中心に天然

ガスに対する需要は堅調に増加しているが、依然として安定的に確保できているのは、欧州での需要低迷と共に米国のシェールガスの増産が大きく貢献している。米国ではシェールガス生産量は大幅に伸びていくと見られている。2010年時点で、米国天然ガス生産全体の23%を占めているが、2035年には生産のうち約半分はシェールガスになるだろうと言われている。ただし、米国のシェールガスが海外に輸出され、その安価なガスを諸外国も享受できるかどうかについては、国内での利害関係者の間での調整がついていないことと、硬直的なLNG価格体系から鑑みて、未だ不透明なところが多い。シェールガスは当面北米で増産される見込みであるが、これは米国にとってもなおさずエネルギーコスト、石油化学産業などでは加えて原料コストの低減を指し、つまり米国製造業復活を意味する。世界の製造業においては、欧州や日本といった地域は、劣勢に立たされる可能性が出てくることになる。資源のない日本としては、国外から調達するエネルギー資源の価格を低下させる努力を継続したり、産業構造転換を含め省エネルギー政策を推進していくなどの方策が求められる。

### 第3章 その他非在来型資源開発の可能性

本章では、前章で述べたシェールガス以外のその他の非在来型資源の可能性について考察する。代表的な非在来型資源としては、石油系では、(1) タイトオイル (Tight oil)、(2) オイルサンド (Oil sand) から生産される超重質油 (Extra-heavy oil) とビチューメン (Bitumen)、(3) オイルシェール (Oil shale) に含まれるケロジェン (Kerogen) があり、天然ガス系では、(1) シェールガス (Shale gas)、(2) タイトサンドガス (Tight sand gas)、(3) コールベットメタン (CBM: Coal-bed methane)、(4) メタンハイドレート (Methane hydrate) などが挙げられる。今後も、新興国を中心に世界的にもエネルギー需要はさらに急増していくことが予想されており、膨大に賦存する非在来型ガスと非在来型石油の存在は、ますます重要性を帯びてくるであろう。しかしながら、非在来型の資源は、市場価格に対して非常にセンシティブであり、在来型に比べて採算コストが高いという点において、今後、非在来型の石油やガスの産出量が無尽蔵に増加していくというシナリオを容易に描くことは危険である。またこれらの資源の開発は陸上が主流であるため、環境問題化しやすいという側面も持つ。しかし、その一方で、シェールガスにみられるように、技術革新、規模の経済、経験を積むことによる学習効果、そして、それらの技術の世界への波及ということを期待すれば、今後新たな可能性と道が開けると思われる。非在来型資源の開発はまだ始まったばかりであり、今後の展開と発展の行方に引き続き注視していく必要がある。日本は、石油の需要の99.6%、ガスの需要の96.9%程度を海外からの輸入に頼っている資源のない国で

ある。そのような観点からも、引き続き非在来型石油・ガス資源の動向に目を向けながら、自ら調査研究と開発に取り組んでいく姿勢が求められている。

#### 第4章

本章では、東日本大震災以降の日本のエネルギー安全保障のあり方について、市場環境の変化と地政学との関わりから議論する。震災以降、原子力への依存が低減し、その代替として化石燃料の輸入が増加している。資源調達コストの上昇が恒常的な国際収支の悪化をもたらした場合、巨大な赤字を抱える日本の財政に対する市場の信認の問題へと飛び火する可能性がある。それはさらに今後のエネルギー安全保障政策において多様な方を講じるうえでの財政面での制約要因にもなる。今後も引き続き中東への依存状況が変わらないとするならば、中東における政治変動に対するリスクにどう対処すべきか、そのリスク軽減のための対処方針と危機管理が求められよう。戦略備蓄や国内の流通における安定供給の担保とともに、今後より一層地域への政治的な関与（プレゼンスの強化）が求められよう。日本のエネルギー安全保障を考えるうえで、経済大国として台頭する中国やインドの動向をおさえておくことも重要である。とりわけ、中国は、資源の消費大国としておよび大規模なシェールガスの埋蔵量を誇る保有国としての両面から見ていくことが求められる。中国とどのような形でエンゲージしていくのが望ましいのか、対話と信頼醸成を強化する中で模索していく必要がある。米国との関係については、シェールガスの供給の開始が日本のエネルギー安全保障にポジティブな影響を及ぼすことは間違いない。しかし、米国の貿易収支が改善する一方で、日本の貿易収支が悪化するような状況が出現すれば、米国の前方展開を日本が財政的に支えるという従来のアジア太平洋における日米同盟の安全保障上の構造の一部が維持できなくなる可能性がある。また、米国が石油調達において中東への依存度を減らしていけば、中東の秩序の安定に対して、とりわけシーレーンの防衛等においてその受益国に負担を求めてくるであろうことは想像に難くない。以上のように、シェールガスの登場は日本のエネルギー安全保障を取り巻く地政学的環境に大きな変容をもたらすことがわかる。その中で財政上の制約により、日本がより積極的な資源戦略が取れないとすると、脆弱性を受容せざるを得ない状況が出現する。このような財政上の課題の克服、原発の安全な再稼働を含む化石燃料調達コストの低減などの施策が求められるところである。今後さらに外交、安全保障、国内の経済政策、対外的な国際経済政策をどのように総合していくのか、その構想が問われることになる。

## 第5章 日本のエネルギー戦略と資源外交のあり方

本章では、日本のエネルギー需給の現状を俯瞰し、エネルギー安全保障上の課題について国際的視点から総括した上で、ここ数年急速に開発が進む非在来型資源開発を念頭に置きながら、日本のエネルギー戦略を検討し資源外交のあり方を考察する。世界第3位の経済規模を誇る一方で、エネルギー資源のほとんどを輸入に依存する日本にとって、エネルギー安全保障は国家の存立に直結する重要政策課題である。近年は中東の政治的大混乱に象徴されるように、エネルギー資源を巡る地政学的なリスクは急速に高まっている。さらに、新興国の経済発展と人口増加に伴い、エネルギー資源獲得競争は将来的に激化すると見込まれており、世界のエネルギー情勢は大きな岐路を迎えている。日本では、東日本大震災前には中期的にエネルギー需要の大半を担うと計画されていた原子力発電の将来が不透明になっており、日本のエネルギー・ミックス政策は抜本的な再構築の必要性に直面している。こうした中、北米を中心とした非在来型エネルギーの大規模な商業開発が現実となって、世界的なエネルギー地図を塗り替え始めている。非在来型エネルギーの開発は、日本のエネルギー安全保障の強化に千載一遇の機会を提供しており、地域の多様性とエネルギー資源そのものの多様性を勘案して、エネルギー安全保障戦略を確立する絶好の機会と言える。日本に求められるのは、非在来型エネルギーの登場により大きく変化したエネルギーを取り巻く外界環境を最大限に活用する、国家的なエネルギー基本戦略を早急に策定し外交政策に反映させることである。外交、経済、技術、産業競争等を含む包括的な安全保障の視点から、省庁間の壁を越えたエネルギー戦略の立て直しが求められており、中長期的な基本政策の策定を可能とする機能の構築と国家的な議論の場を設けることが強く期待される。

## 序章 技術革新と国際秩序の変化

### －「非在来型資源開発による地政学的変化—日本のエネルギー戦略と資源外交を考える」－

十市 勉

#### はじめに

#### 1. 調査の背景と目的

##### (1) 日本のエネルギー情勢と高まる資源外交の役割

近年の新興国の急速な経済発展と共に、エネルギー資源をめぐる各国の戦略的活動も顕著になりつつある。特にアジア地域並びに日本にとっては、中国の海洋での挑発的な動きが、安全保障上においても重大な懸念要因となっている。中国は、今後の経済発展に不可欠なエネルギー資源の獲得に国策として動いており、中東やアフリカ、中央アジア、南北米大陸を含め、世界各地に進出している。近年活発化する南シナ海や東シナ海など中国近海での海洋権益の確保と拡大策においても、その重要な目的の一つはエネルギー資源の安定的確保にほかならない。中国のエネルギーの爆食がもたらす安全保障上の脅威は、今後の国際情勢の変化を左右しかねない重大な問題である。

このような中、わが国のエネルギー資源確保戦略は、現在大きな試練に直面している。2011年3月11日に起きた東日本大震災とそれに伴う福島第一原子力発電所の事故によって、日本のエネルギー政策は根本的な見直しを余儀なくされているからである。資源に乏しい日本は、原子力発電の利用拡大を、エネルギー安全保障の向上と地球温暖化対策の有効な手段として位置づけて、国を挙げて推進してきた。しかし、3.11後の原発に依存しない社会を実現したいという強い国民世論を背景に、50基ある原子炉のほぼ全てが稼働を停止している。2012年9月に新たに発足した原子力規制委員会が、現在は活断層の有無や新安全性基準の策定を進めており、それに基づいて各原子炉の再稼働の是非を判断することになっているが、その先行きは極めて不透明である。

すでに、原子力発電に代わる代替エネルギー源として、石油やLNG（液化天然ガス）の輸入が増加しており、高止まりする原油価格とも相まって、電気料金の大幅な値上げへと波及し始めている。同時に、エネルギー資源の輸入額の急増によって、2012年のわが国貿易収支は31年ぶりに約7兆円もの大幅な赤字となるなど、急激なエネルギー供給構造の変化は日本経済に悪影響を及ぼしている。深刻な電力不足が懸念された2012年の夏は、企業

および消費者の協力を得て停電を回避できたが、現在のように不安定な電力供給の状況が続けば、経済活動に深刻な影響が出ると懸念される。とくに、厳しい国際競争にさらされている製造業にとっては、電力の価格高騰と供給不安は、国内での生産や投資活動の抑制と工場の海外移転を誘発し、産業空洞化を加速することにもつながる。

今後、中長期を展望すると、原発依存度の大幅な低下が避けられない中、固定価格買取制度（FIT）の導入などの政策支援によって太陽光、風力、地熱、バイオマスなど再生可能エネルギーの普及は進むと予想される。しかし、再生可能エネルギーは、大規模電源に比べて発電コストが高く、また自然変動により供給が不安定なため、原子力発電の代替電源の役割を果たすのは困難と考えられる。そのため、今後わが国は、相当長期間にわたり、火力発電とりわけ LNG 火力発電に大きく依存することになり、資源小国としての日本は、新たな資源外交に積極的かつ戦略的に取り組んでいく必要がある。

## （２）世界のエネルギー情勢と日本が抱えるリスク

世界の一次エネルギー消費量は、人口増ならびに経済発展に伴い、2035年には2009年比で約1.5倍、石油換算173億トンへと拡大し、2050年には石油換算204億トンと現在の約2倍に増加すると見込まれている（日本エネルギー経済研究所の推計）。その中でも、とくに途上国でのエネルギー需要の増加が顕著であり、世界の一次エネルギー消費量に占める途上国の割合は、2009年の52%から71%へと上昇する。

2050年のエネルギー源別の構成比をみると、技術進展があった場合でも、化石燃料が全体の69%を占めると予測されている。注目すべき点は、2009年には化石燃料（88%）のうち石炭29%、石油36%、ガス23%であるのに対して、2050年には石炭16%、石油26%、ガス27%と石油と石炭の比率が大幅に減少する一方、ガスへの依存度が相対的に高まることである。技術進展が期待されない場合では、2050年の化石燃料の依存比率は現在とそれほど変わらない84%であるが、その内訳は石炭28%、石油28%、ガス28%と、唯一ガスの消費比率が増加する結果になっている。

一方、日本のエネルギー自給率を見ると、原子力を純国産エネルギーと考えれば、2009年で18%であるが、原子力を除けば4%程度と主要国の中でも最低の水準である。3.11以後、原子力への不信感が高まっているため、今後は自給率4%という現実に向き合っていかなければならない。このような中、石油消費の99.6%は海外からの輸入でまかなっており、その中でも中東への依存度は約90%となっている。また、LPG（液化石油ガス）についても、ほぼ同様な状況にある。さらに、LNGについても約97%を輸入に頼っており、その輸入先は、マレーシア、オーストラリア、インドネシア、ブルネイ、ロシアで約7割

を占め、カタール、UAE、オマーンの中東からは約 24%と石油に比べ低水準にとどまっているが、近年は増加傾向にある。さらに、石炭は消費量の 99%以上を海外から調達しており、輸入先はオーストラリアが 62.3%、インドネシアが 19%、ロシア 6.1%、カナダ 5.6%、中国 3.5%、米国 2%となっている。

石炭はその埋蔵量も石油やガスよりも豊富であり、かつ世界各地で採掘可能なことから、比較的安定供給が可能な資源である。それに対して、石油資源は中東地域に偏在しており、他地域の資源が枯渇するにつれて、今後も中東への高い依存が続くと見られている。また、LPG についても同様で、中東などの特定地域からの調達に頼っている。これら資源の価格は、中国やインドなど新興国の需要増加によって上昇傾向にあるが、とりわけ原油については中東の政治不安や世界の景気変動、また石油先物市場における投機的な動きなどによって、大きな影響を受けている。とくに、「アラブの春」と呼ばれる民主化の動きに伴う中東諸国の社会的混乱、およびイランの核問題に伴う地政学的リスクの高まりが懸念されている。このような中、中東産油国やロシアなど資源輸出国では資源ナショナリズムが強まると共に、中国やインドなど資源輸入国でもエネルギー確保を目指して国家が資源争奪戦に乗り出す動きが顕在化している。

### (3) 技術革新で進む非在来型資源の開発

一方、米国やカナダにおいて、近年の技術革新を背景に、これまで経済的、技術的に採取が困難であるとされてきたシェール層に含まれる天然ガス（シェールガス）や石油（シェールオイル、あるいはタイトオイルと呼ばれる）の開発が急速に進み、世界の石油や天然ガス市場に大きな影響を及ぼし始めている。このような「シェール革命」が進展した米国では、すでに 2010 年の天然ガス生産の 23%がシェールガスで、2035 年にはその割合は約 50%へと拡大すると見込まれている。また、シェールオイルの開発も急速に進んだ結果、1970 年をピークに減少を続けてきた米国の原油生産量は、2008 年からは増加に転じ、2020 年代には米国の石油自給化も視野に入ってきたと期待されている。

このようなシェールガス・オイル資源は、米国やカナダにとどまらず中国やオーストラリア、欧州、南米、アフリカなどに広く賦存しており、世界各地で米国発の技術革新やノウハウを活用した開発の動きが活発化してきている。さらに、カナダやベネズエラには非在来型石油であるオイルサンドやヘビーオイル資源が大量に賦存しており、近年の原油価格の高騰を背景に、とくにカナダではオイルサンドの開発が急速に進みつつある。

それに対して、地質年代が新しい日本では、シェールガスの商業生産は期待できないが、新たなエネルギー資源獲得のチャンスとして、米国やカナダでの開発に乗り出す日本企業



が増えている。すでに、三菱商事は2010年からカナダ・ブリティッシュコロンビア州コルドバ堆積盆地のシェールガス開発計画事業に参画しており、石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）、中部電力、東京ガス、大阪ガスも共同出資している。その他、電力やガス会社、石油開発会社や商社などは、米国やカナダでのシェールガスをLNGとして日本に輸入するための開発プロジェクトに相次いで参入している。現在、日本が長期契約で輸入しているLNG価格は原油価格に連動しているため、欧米の天然ガス価格に比べて極めて割高になっている。そのため、シェールガス革命の影響で低価格となっている米国やカナダの天然ガスをLNGとして輸入すれば、供給源の分散化を図れると同時に、現在の原油価格に連動したLNG価格設定方式の見直しにも寄与するとして期待が高まっている。

一方、近年日本では、近海の地下に賦存しているメタンハイドレートと呼ばれる非在来型天然ガス資源が大きな注目を集めている。メタンハイドレートは、日本の排他的経済水域（沿岸から200カイリの範囲内）の海底下15カ所に賦存することが確認されており、その総資源量は、1996年の時点で、天然ガス換算で7.35兆 $m^3$ （日本で消費される天然ガスの約96年分）と推計されている。そのため、経済産業省は2001年7月に「我が国におけるメタンハイドレート開発計画」を発表し、JOGMECが中心になり、2018年までの開発計画に沿って、現在まで着実に取り組みを進めている。その結果、2012年2月中旬には、愛知県沖（第二渥美海丘）で試掘作業を始め、2013年の2～3月には産出試験を予定している。そして、2016年から2018年までの開発計画の最終段階では、商業生産のための技術整備と環境保全に配慮した開発システムの確立を行うことになっている。大震災・原発事故以降、日本のLNG輸入が急増する中、メタンハイドレートの開発利用は、長期的に日本のエネルギー安全保障の向上に大きく貢献するとして、期待が高まっている。

#### （4）非在来型資源開発がもたらす国際秩序の変化と日本の戦略

第2次世界大戦以降、世界の石油供給の中心的な役割を果たしてきた中東地域は、四度にわたるアラブ・イスラエル戦争、イラン革命、湾岸危機、イラク戦争、さらには現在進行中の「アラブの春」と呼ばれる民主化運動など、さまざまな軍事的、政治的、社会的な大変動を経験してきた。その度に、国際石油市場は大きな影響を受け、世界経済も甚大な打撃を受けてきた。そのため世界主要国は、エネルギー安全保障の面からも、中東を地政学的にも極めて重要な地域として位置づけてきた。そして、世界最大の石油輸入国でもある米国は、中東からの石油の安定供給とイスラエルの安全保障を確保するために、多大な犠牲を払いながら中東地域への強い関与政策を取ってきた。しかし、近年の「シェール革命」の進展により、米国の石油輸入依存度が急速に低下する中、従来の中東地域への関

与政策の見直しを求める声が米国内で高まっている。その一方、目覚しい経済発展を続ける中国は、中東からの石油輸入を一段と増加させており、エネルギー資源確保を狙って中東地域での政治的、経済的なプレゼンスをますます高めている。

また、世界最大の天然ガス資源国であるロシアは、パイプラインによる天然ガス輸出を有力な経済的武器にして、ドイツをはじめとする EU 諸国や中・東欧諸国に対して政治的影響力を行行使してきた。しかし、米国発のシェールガス革命は、世界の天然ガス市場に大きな変化をもたらし、ガス市場におけるロシアの圧倒的な支配力を脅かしつつある。

このように、目覚しい技術革新によるシェールガスやシェールオイル、オイルサンドなど北米における非在来型資源の開発は、中東やロシアがこれまで果たしてきた石油や天然ガスの供給基地としての強みを脅かし、今後の国際秩序の変化を促す大きな転機となりつつある。とくに、非在来型資源の採掘技術の最先端を行く米国は、21 世紀の新たなエネルギー資源大国として世界をリードしていく可能性もある。

以上概観したように、エネルギー資源をめぐる地政学的な変化は、中国を含むアジア太平洋諸国が、ゼロサム的な資源獲得競争に突入するのではなく、エネルギー安全保障について共通の利益拡大のために、新しい協力のレジームを構築する好機と考えることもできる。

このような問題意識の下に、この研究プロジェクトでは、非在来型資源開発の現状と将来を展望しつつ、それを見据えたうえでの国際秩序の変化と、地域協力を含む今後のエネルギー安全保障のあり方を検討した。すなわち、大震災・原発事故後の日本のエネルギー情勢、および世界の非在来型資源開発の進展が及ぼす地政学的な変化を踏まえて、わが国が目指すべきエネルギー戦略の方向性と外交政策の課題を明らかにした。

## 2. 調査の概要

報告書は、以下のように、第 1 章から第 5 章までの構成となっている。

まず、第 1 章では、中国やインド等の新興国のエネルギー需要の拡大やエネルギー供給源の変化等を含めた、世界のエネルギー需給の現状と今後の見通しについて考察されている。第 2 章では、近年米国で始まった「シェール革命」によって、シェールガスやシェールオイルの開発が可能となった技術的变化とそれらを中心とする非在来型石油・天然ガス資源の生産状況と今後の見通しについて、分析がなされている。第 3 章では、日本近海において豊富に賦存しているメタンハイドレート資源の掘削技術と開発状況、および今後の商業化に向けた課題と展望について、最新情報に基づいた概説が行われている。

第 4 章では、上記で考察した世界のエネルギー需給の見通しと、非在来型エネルギー資

源の開発が、エネルギー安全保障の行方にどのような影響を及ぼすと考えられるか、そして、今後の国際秩序にどのような変化をもたらすのか、さまざまな観点から検討がなされている。最後の第5章では、現在の日本国内のエネルギー事情と世界の非在来型資源の開発によって変化するエネルギー安全保障と国際秩序に対応して、日本のエネルギー戦略はどうあるべきか、そして、それに対応した資源外交のあり方とは何かを考え、日本がとるべき具体的な処方箋を提示している。

なお、本プロジェクトの実施にあたっては、この分野で日本を代表する外部有識者が参加する研究チームを立ち上げて、合計7回の研究委員会を開催した。

## 第1章 エネルギー需給の現状と見通し

武石 礼司

### はじめに

本章では、中国をはじめとする新興国のエネルギー需要の拡大やエネルギー供給源の変化を含めた、エネルギー需給の現状と今後の見通しを考察する。中国のコールベッドメタン（CBM：炭層ガス）やシェールガス開発の動向についても、検討を加える。

注目されるのは米国におけるシェールガスの増産が、石炭、石油という、天然ガスと競合する化石燃料の消費に影響を与え、さらに、原子力への取り組みを以前よりは抑える働きをするというように、玉突き状に影響が様々に波及しているという点である。

他方、シェールガスばかりでなく在来型の天然ガスの利用拡大にも、現在、拍車がかかってきており、これら在来型天然ガスの発見とその開発も世界の各地で進んでいる。また、オーストラリアで見られるようなCBM開発によるLNGプロジェクトのように、非在来型のガス開発も活発化している。

エネルギーの生産者側の取り組みは盛んに行われており、さらにエネルギーの消費者の側においても、こうしたエネルギー需給状況の大きな変化を確実に理解し、対応策を準備していく必要が生じていると言える。

### 1. 世界のエネルギー埋蔵量と需給の推移

#### (1) 埋蔵量の推移

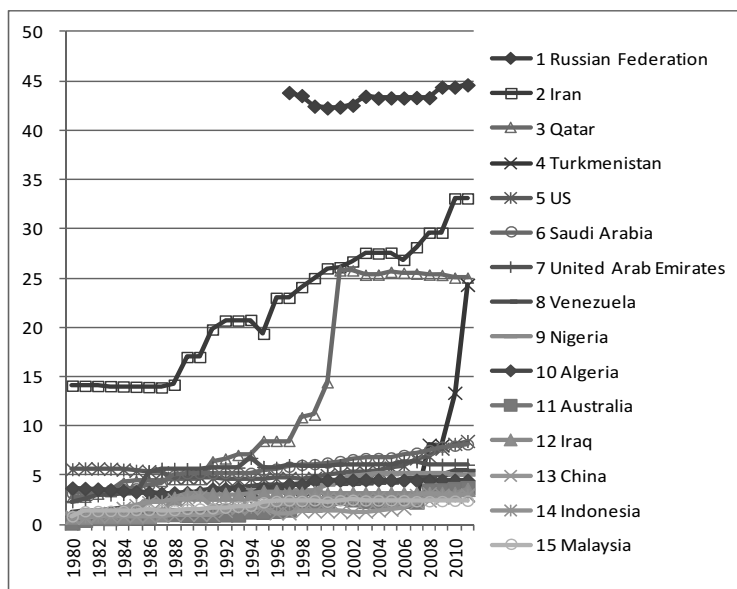
世界の国別の天然ガスの埋蔵量（確認可採）を見ると、2011年現在、ロシア、イラン、カタール、トルクメニスタンが4大埋蔵国となっている。図1で大きな変化がトルクメニスタンで生じている。同国は新規のガス田の発見により2000年代後半に埋蔵量を急増させており、ロシア、イラン、カタールという従来の3大ガス資源国に割って入り、ガスについては4強時代が出現している。トルクメニスタンのガス埋蔵量の急増は、世界第2位となる13兆から21兆立方メートル（460兆～740兆立方フィート）の埋蔵量を持つと推定されるSouth Yolotanガス田の2006年における発見による。

その他、天然ガスの埋蔵量を見たときに明らかな傾向として読み取れるのは、各国とも、図1の折れ線グラフが多く国で右肩上がりとなっており、ガスを生産することによる埋蔵量の減少分を補って、それ以上に埋蔵量が増大している国が殆どであるという点である。

その他に注目されるのは米国が2011年末の段階ですでに第5位の埋蔵量を持つとされて

いる点で、従来、ガス埋蔵量が減少し、生産量も減少に向かうと予測されていた米国が、サウジアラビア、UAE、ベネズエラ、ナイジェリア、アルジェリアといった OPEC 諸国を上回るまで埋蔵量を増やしてきている。この米国のガス埋蔵量の増大は、シェールガスの生産を可能とする技術革新があったことによりもたらされている。

図1 世界の天然ガス埋蔵量の推移（単位：兆立方メートル）



注：数値は確認可採埋蔵量

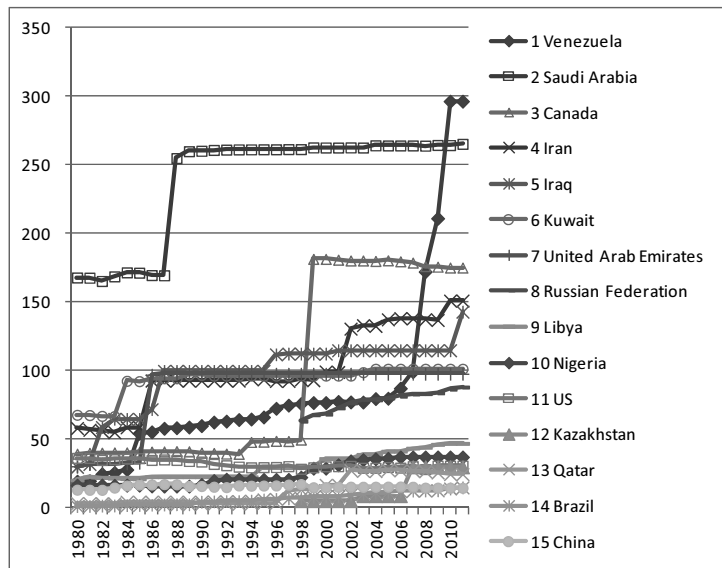
(資料) BP 統計 2012 年版データより筆者作成

次に石油の埋蔵量を見ると、超重質のオリノコータルを保有するベネズエラが世界第1位の埋蔵量となっている。次いで、サウジアラビア、カナダ、イラン、イラク、クウェート、UAE の順となっている (BP 統計 2012 年版)。

ベネズエラおよびカナダの両国は、カナダが 90 年代後半、ベネズエラが 2000 年代後半に埋蔵量を大きく増やしているが、両国とも重質油の生産が技術的にも経済的採算の上でも可能となったことで、埋蔵量にカウントされるようになった。

石油の場合においても、ガスの場合と同じく、多くの国が生産した分だけの埋蔵量のマイナスが生じていても、図2で示されるように右肩上がり埋蔵量を増やしてきており、技術進歩を背景とした埋蔵量の再評価、新規発見等で補ってきていることがわかる。

図2 世界の石油埋蔵量の推移（単位：10億バレル）



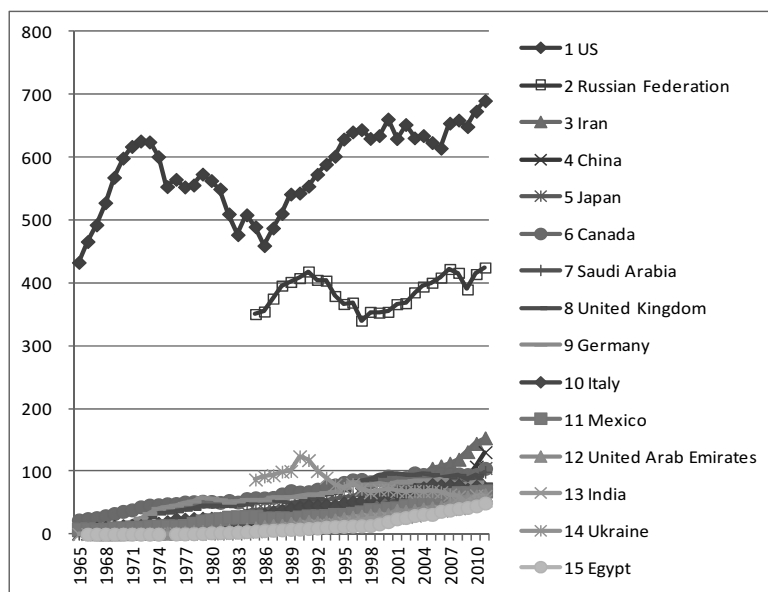
注：数値は確認可採埋蔵量

(資料) BP 統計 2012 年版データより筆者作成

## (2) エネルギー消費量

次に各国別の天然ガス消費量の推移を図3で見ると、米国が圧倒的に多量のガスを消費してきたことがわかる。米国に次いでロシアの消費量が多くなっている。ロシアに次ぐ消費量を持つのは、2011年においては、イラン、中国、日本、カナダ、サウジアラビア、英国、ドイツ、イタリアとなっており、ガス化学産業を育成している中東諸国および、天然ガスの消費量が多い欧州諸国が上位にランクされている。

図3 世界の国別天然ガス消費量の推移（単位：10億立方メートル／年）

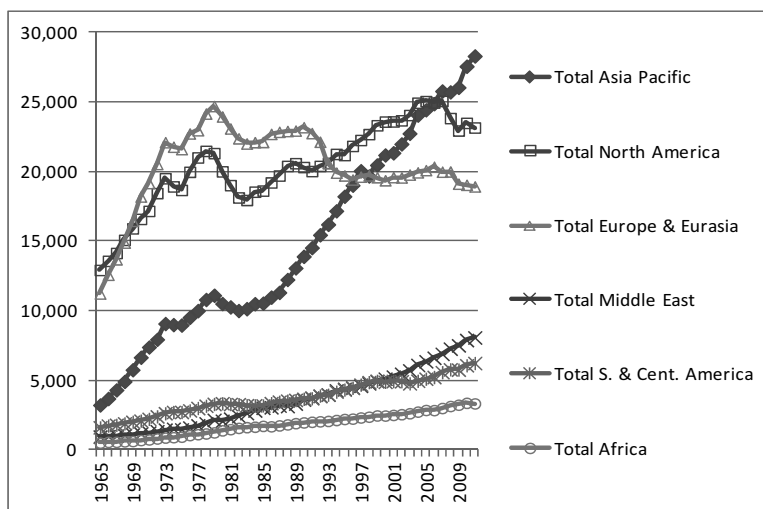


（資料）BP 統計 2012 年版データより筆者作成

次に、世界を6つの地域に分けて石油消費量の推移を見ると、図4で示すようにアジア太平洋地域の石油消費量が急増しており、北米および欧州・旧ソ連という従来の世界の2大石油消費地域を、2000年代半ばに上回るに至っている。その後もアジア太平洋地域は消費量を大きく増やし続けている。

一方、北米地域の石油消費量は伸びが停滞する段階に入り、安定化と言えるような状況に至ったと見ることができる。また、欧州地域の合計で見ると長期の減少トレンドを取り始めたと考えられる。その他の傾向としては、中東地域の石油消費量が大きく増えており、中南米、アフリカともに増大しているが、これら3地域の中では中東の消費量の伸び幅が最も大きい。中東の石油輸出国の石油輸出余力の減少という傾向が生じていることがわかる。

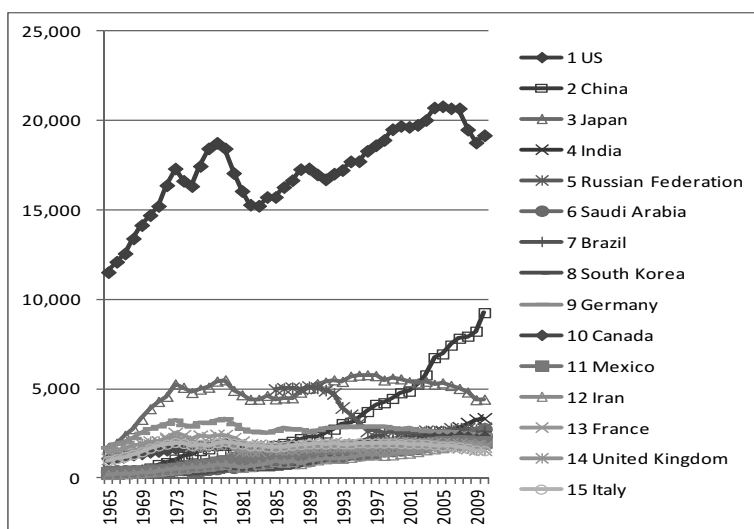
図4 世界の地域別の石油消費量の推移 (単位：千バレル/日)



(資料) BP 統計 2012 年版データより筆者作成

世界の国別石油消費量の推移を図5で見ると、依然として米国が圧倒的に多量の石油消費を続けている一方、第2位の消費国は中国で、消費量が90年代以降急増しており、近年では米国の半分の消費量にまで達している。日本の石油消費量は減少中であり、急増してきているインドにあと数年で抜かれるのは確実という状況がある。

図5 世界の国別石油消費量の推移 (単位：千バレル/日)



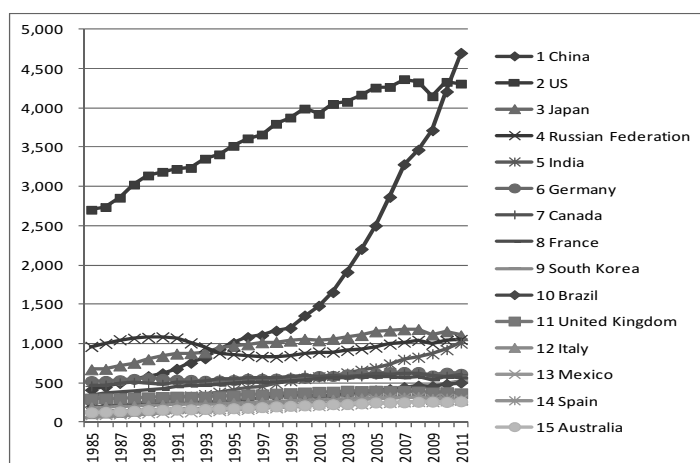
(資料) BP 統計 2012 年版データより筆者作成

世界の発電量の推移を図6で見ると、中国の発電量が2000年代に入って急増しており、



ついに2011年に米国を抜いて世界第1位となっている。米国は長期に続いてきた発電量の増大傾向が頭打ちとなってきたと見ることができる。第3位以降は、日本、ロシア、インド、ドイツ、カナダ、フランス、韓国、ブラジルと続いているが、これら諸国の中ではインドが顕著な増大傾向を見せており、ロシアと日本を2012年にも追い抜く勢いとなり、第3位の発電量を保有するようになる見込みである。

図6 世界の発電量の推移（1985年から2011年）（単位：TWh：10の12乗ワット時）



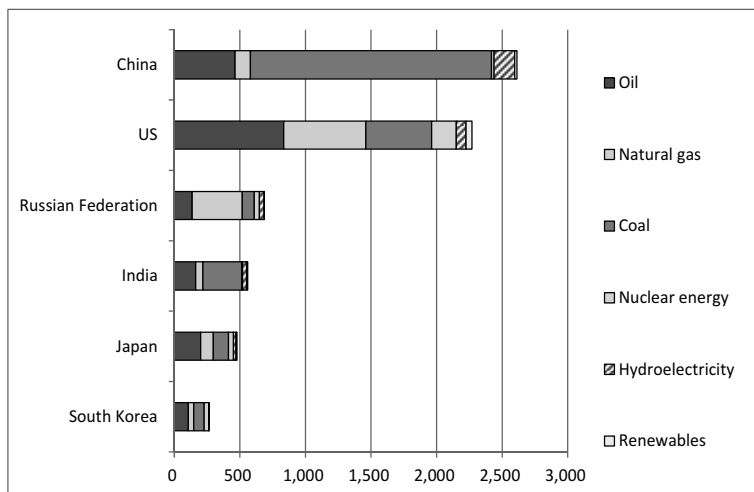
（資料）BP 統計 2012 年版データより筆者作成

世界各国の一次エネルギー消費量（2011年データ）を比べると、中国が第1位、米国が第2位となっており、この2カ国の消費量が他の諸国を圧倒して多くなっている。中国の石炭消費量が世界の中でも突出して多いことが図7からわかる。中国においては石炭を代替できるだけの他の燃料源を得ることは困難であり、石油、石炭、水力等、少しずつでもエネルギー源の多様化に取り組むことが、世界のエネルギー供給における安定化をもたらすためにも必要であると言える。一次エネルギー消費量が第2位である米国は、石油消費量が最も多く、石油依存型と呼ぶことができる特徴を持つ。日本および韓国もエネルギー消費のタイプとしては石油依存型となっている。次にロシアは、天然ガスの消費比率が高く、天然ガス依存型である。インドは中国と同じく石炭依存型となっている。

各国とも、自国で生産するエネルギー資源で自給できることがエネルギー安全保障上望ましい。ただし、自給することは難しくとも、自国の近隣地域からの供給で足りる場合には、安全保障上のポジションが強いといえる。自国産の石炭に大きく依存できる中国、天然ガスに依存できるロシアは、今までのところエネルギー供給の面で強い立場にあったと言えるが、石油の対外輸入量が急増する中国は、次第に、対外依存

度を高めてしまっている。一方、米国は、シェールガス革命の効果から、自国産のガスと石油の生産量を増大させており、石炭は世界一の埋蔵量を持つことから、エネルギー安全保障上のポジションは近年数年間で飛躍的に強化されてきている。

図7 世界各国の一次エネルギー消費量（2011年データ）（単位：石油換算百万トン）

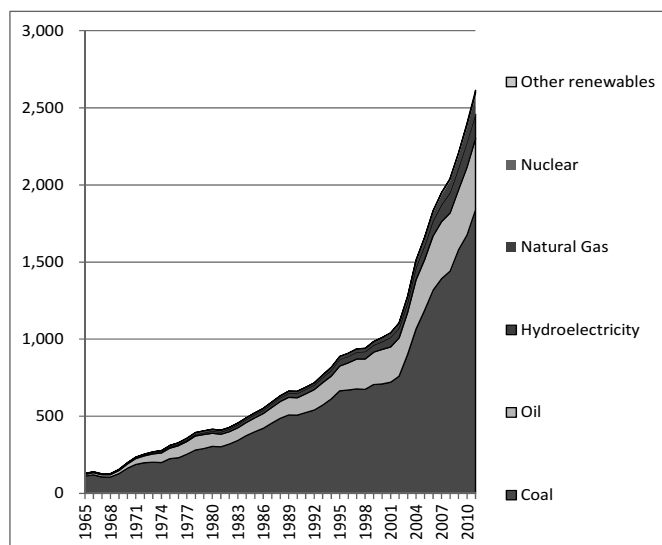


（資料）BP 統計 2012 年版データより筆者作成

## 2. 中国のエネルギー需給と将来展望

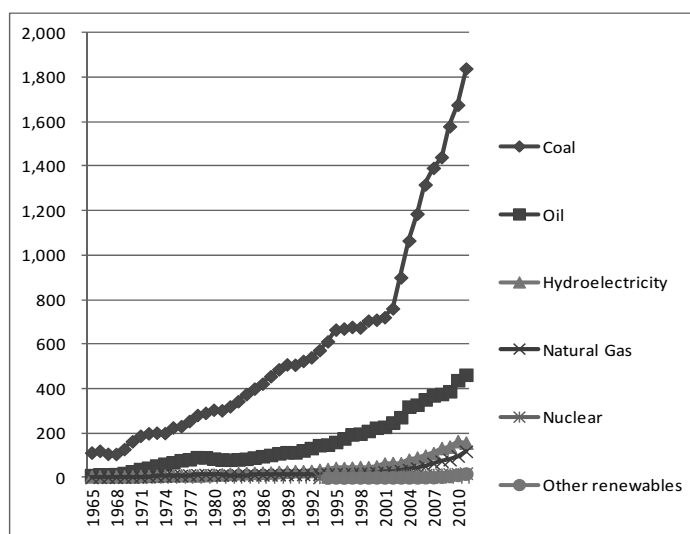
世界のエネルギー需給において、中国が安定的にエネルギーを確保できるかが決定的に大きな意味を持つ時代に入ってきたと言える。図8および図9で示すように、2003年以降の中国における石炭消費の急拡大は、人類の歴史の上でかつてなかった規模での急激なエネルギー消費量の増大であり、石炭の生産、選炭・洗炭の実施、低グレード炭の利用拡大、高効率な発電向けの利用、発電時の冷却水の確保、石炭の輸送、大気汚染の防止等、様々な面で、大きな課題が生じているに違いないと言える状況にある。

図8 中国のエネルギー消費量の推移（単位：石油換算百万トン／年）



（資料）BP 統計 2012 年版データより筆者作成

図9 中国のエネルギー消費量の推移（単位：石油換算百万トン／年）

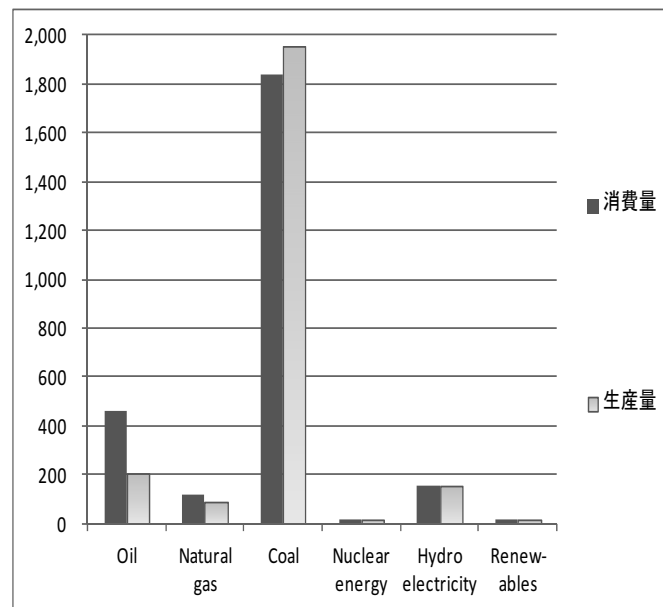


（資料）BP 統計 2012 年版データより筆者作成

図10で中国のエネルギー消費量と生産量を2011年のデータで比べると、石炭生産量と消費量が群を抜いて多いことがわかる。しかも中国においては、幸いなことに石炭の消費量を生産量が上回っており、今までのところ、石炭は順調に生産量を伸ばしてきたことがわかる。直近での課題は、石油生産量が消費量の半分しかないことで、国内の石油生産量の維持と、石油輸入の確保が中国では重要な課題となっている。また、天然ガス生産量と消費量は中国の総エネルギー消費に占める割合としては小さいが、天然ガスの生産を増大

させることができれば、中国の過度な石炭依存度を軽減することができ、環境負荷も軽減できるために、中国内での天然ガス生産増大への期待は大きい。そのほか、中国における水力・原子力・再生可能エネルギーの生産量と消費量を見ると、極めて少ないことがわかる。ただし、それでも僅かずつでも増大へ向けての努力を継続させ、エネルギー供給源を多様化しておくことは中国にとり、また世界のエネルギー供給においても重要な課題である。

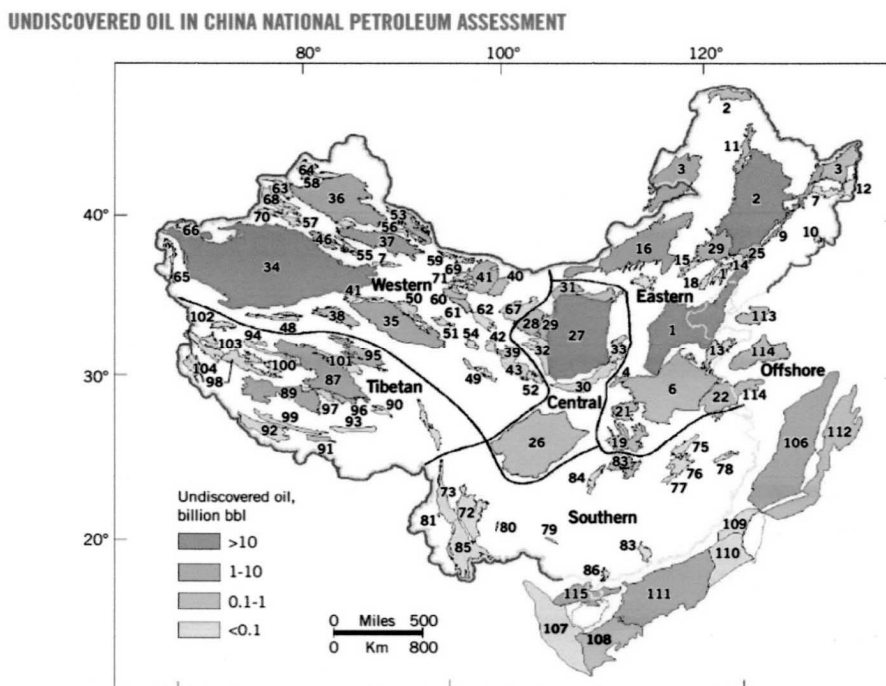
図 10 中国のエネルギー消費量と生産量（2011年データ）（単位：石油換算百万トン）



（資料）BP 統計 2012 年版データより筆者作成

図 11 は、中国政府の Chinese Academy of Geological Science による未開発石油埋蔵量の予測である。この情報を掲載したオイルアンドガス・ジャーナル誌の記事によれば、渤海湾、オールドス、タリム、東北部（Songliao）の 4 つの地域に 6 割の石油が埋蔵されていると予測されている。未開発分の合計は 1,087 億バレルと見積もられている。BP 統計における確認可採埋蔵量（2011 年末）が 147 億バレルであるのと比べると、7 倍を超える埋蔵量がまだ別途存在すると予測されていることがわかる。

図11 中国の未開発石油埋蔵量の予測

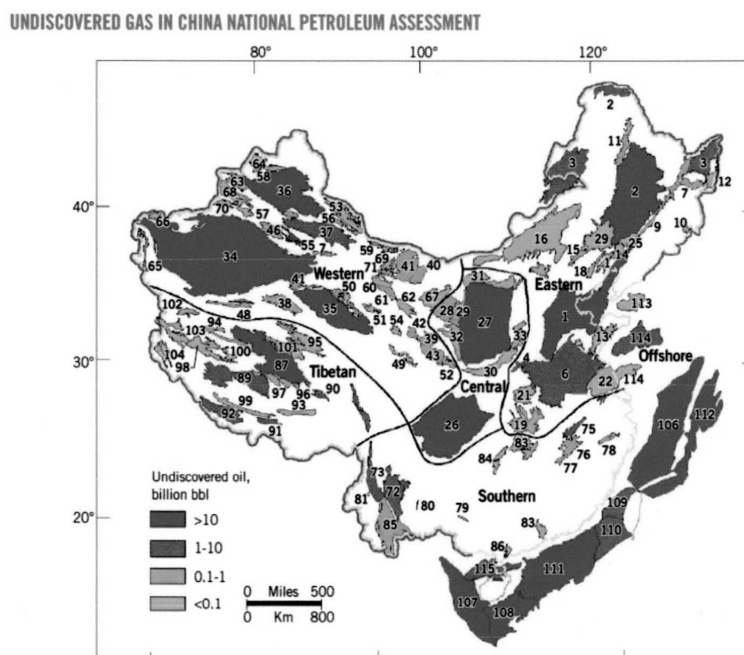


(資料) Chenglin Liu, et al., Oil and Gas Journal, June 4, 2012

次に、中国の未開発ガス埋蔵量の Chinese Academy of Geological Science による予測を図12で見ると、石油換算で100億バレル超の技術的に回収可能と見なされるガスの埋蔵地域が陸上海上の双方に存在していると中国の担当部署では考えていることがわかる。

特に、オールドス、タリム、四川がガスの3大埋蔵地域とみられており、3地域を合わせた未開発ガスの合計は28兆立方メートル(990.7兆立方フィート)あるとの見積りが出されている。BP統計2012年版によれば、2011年末の中国のガス確認可採埋蔵量は3.1兆立方メートルであり、世界最大の埋蔵量を保有するロシアが44兆立方メートルであることから、中国では今後、ガス生産量を大きく増やすことができるとみられている。

図12 中国の未開発ガス埋蔵量の予測



(資料) Chenglin Liu, et al., Oil and Gas Journal, June 4, 2012

石炭依存度が世界でも他に例がないほど高い中国においては、エネルギー不足から経済活動が停滞したり、あるいは電力不足が生じることが懸念材料であり、米国から始まったシェールガス革命が中国にも波及することが強く望まれており、米国のシェールガスプロジェクトに資本参加する等の取り組みが始まっている。石炭埋蔵量が豊富な中国において、まず取りかかっているのが石炭層に含まれるガス（CBM：コールベッドメタン）の採集と生産利用の拡大である。次いで、シェールガスの生産にも取り組み始めており、まず、既存の探鉱地域で研究が進みつつある。図13で示すように、四川、オルドス、それに東北部がまず取り組むべき対象であり、遠隔地であるタリム盆地での取り組みは今後の課題となっている。

技術ノウハウを得ようと、中国海洋石油総公司（CNOOC）は2012年6月に、カナダのエネルギー大手ネクセン（Nexen：同社はシェールガス事業を保有）を151億ドル（約1兆1,800億円）で買収すると発表した。また、中国最大規模の国有投資会社である中国国家開発投資会社は2012年6月に、重慶市との間でシェールガス開発向けに300億元（約3,750億円）を投資する協定を結んだ。

中国最大手の中国石油天然気集団公司（CNPC）は、カナダ最大手の石油企業のEnCana社のシェールガス事業へ22.3億ドルを投資し、シェールガス開発事業会社の資本金の49.9%の持ち分を取得し、共同でカナダでのシェールガス開発に取り組む計画を発表した。

ただしこの計画はその後 2011 年 6 月に交渉が中止されている。

中国国内でも四川盆地では探鉱が開始されており、2011 年に続く第 2 回の探鉱権の入札を 2012 年後半に実施した。

海外での CBM（炭層ガス）生産と LNG としての輸出事業にも中国企業は積極的に参加している。オーストラリアでは、3 つの CBM 事業への中国企業の参加が行われている。BG グループの 2014 年 LNG 販売開始予定の Queensland Curtis LNG 事業（最大 1,275 万トン／年）には、CBM 生産の上流部門に CNOOC が 5% 参加し、オーストラリアでの液化部門にも CNOOC が一部、東京ガスとともに参加し、さらに、LNG の買い手として CNOOC が年間 360 万トン（20 年）引き取る契約を締結している。

Australian Pacific LNG 事業（2015 年から最大 1,800 万トン／年）には CBM 生産の上流部門に中国石油化工集团公司（SINOPEC）が 25% 参加し、LNG の買い手としても SINOPEC が年間 760 万トン（20 年）の契約を行っている。

同じくオーストラリアの Shell Curtis LNG 事業（2017 年から最大 1,600 万トン／年）では、CBM 生産の上流部門に Petro China が参加し、LNG の買い手ともなる予定である。

以上のように海外で CBM 事業に中国各社が積極的に参加することで、中国での CBM 開発・生産事業を推進するためのノウハウの習得が同時に図られている。

図 13 中国の頁岩（シェール）層の存在状況

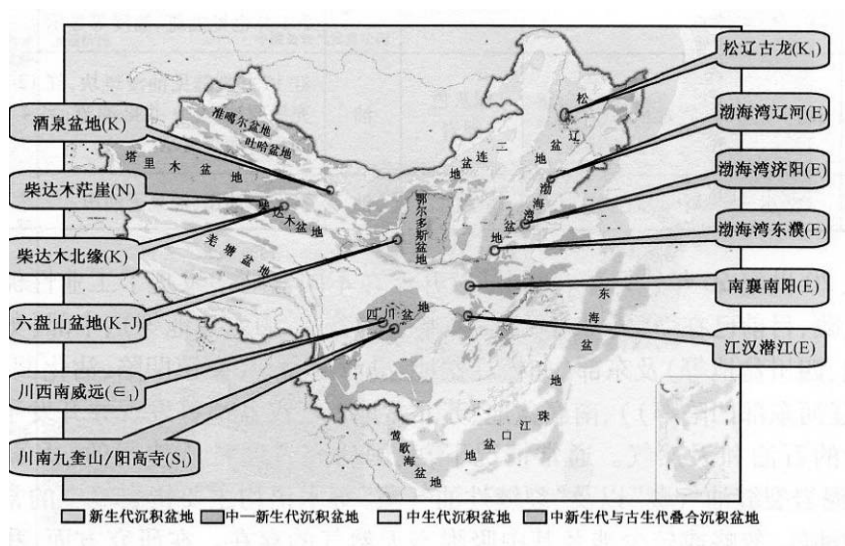


图 1-30 我国已发现的页岩油气分布图

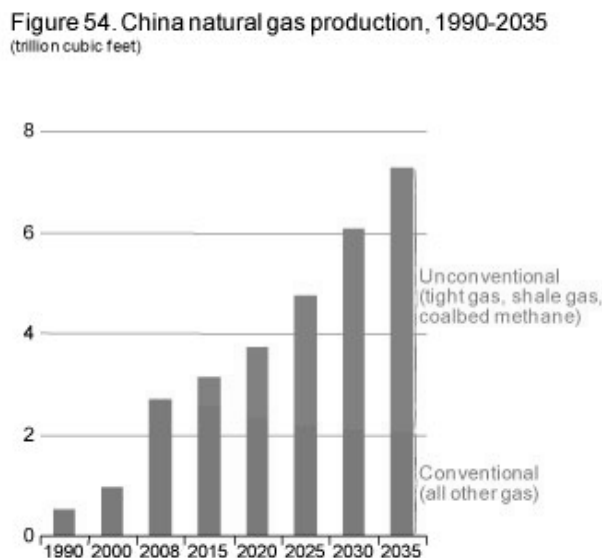
(資料) 『中国頁岩地質研究進展』 p.33

米国エネルギー省エネルギー情報局が作成したデータを見ると、中国の非在来型ガスの

生産は2025年には在来型ガスの生産量を上回るに至り、2035年にはガス生産量の7割を非在来型ガスが占めると予測されている。在来型ガスの生産量は今後減少へ向かい回復しないと予測されている。

中国政府の発表を見ると、中国国土資源省による2012年3月の発表では、商業的に採掘可能な中国のシェールガス埋蔵量は約25兆立方メートル(青海省とチベット自治区を除く)との推計が出されている。中国政府は、2015年に年65億立方メートル、2020年に年600億から800億立方メートルのシェールガスを生産したいとの目標を提示しているところである。

図14 中国の天然ガス生産量の予測(単位:兆立方フィート)

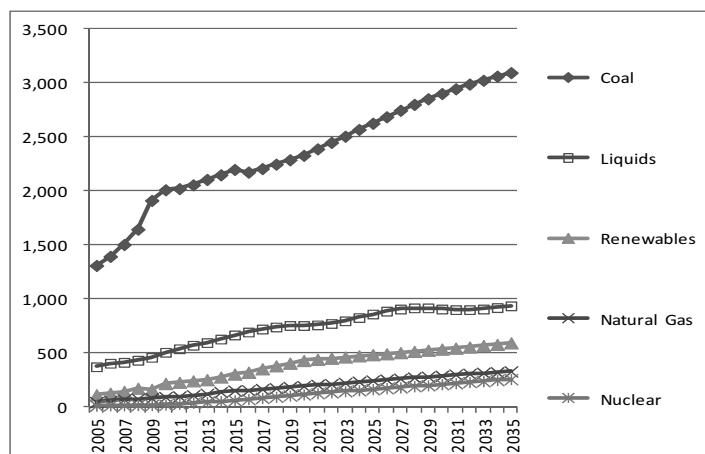


(資料) 米国エネルギー省エネルギー情報局、International Energy Outlook 2011 より

中国の2035年に向けたエネルギー消費量の内訳に関して、米国エネルギー省エネルギー情報局が作成した資料によれば、石炭消費量は2000年代ほどの伸びではないものの増大を続けると予測されている。一方、石油消費量は当面は着実に増大するが、2030年代には伸びが抑制できる段階に入ると予測されている。その他、再生可能エネルギーも多量に消費される状況が今後も続いていき、天然ガスと原子力も、石炭の増大量と比べると少ないが着実に増大を続けるとの予測となっている。こうして、石炭が2035年においても6割程度のエネルギー供給を担う状況となると予測されている。中国が今後も長期にわたり石炭利用に依存した体制を維持するとの認識は、アジアのエネルギー供給を考える際に極めて重要である。



図15 中国の一次エネルギー消費量の予測（単位：石油換算百万トン）



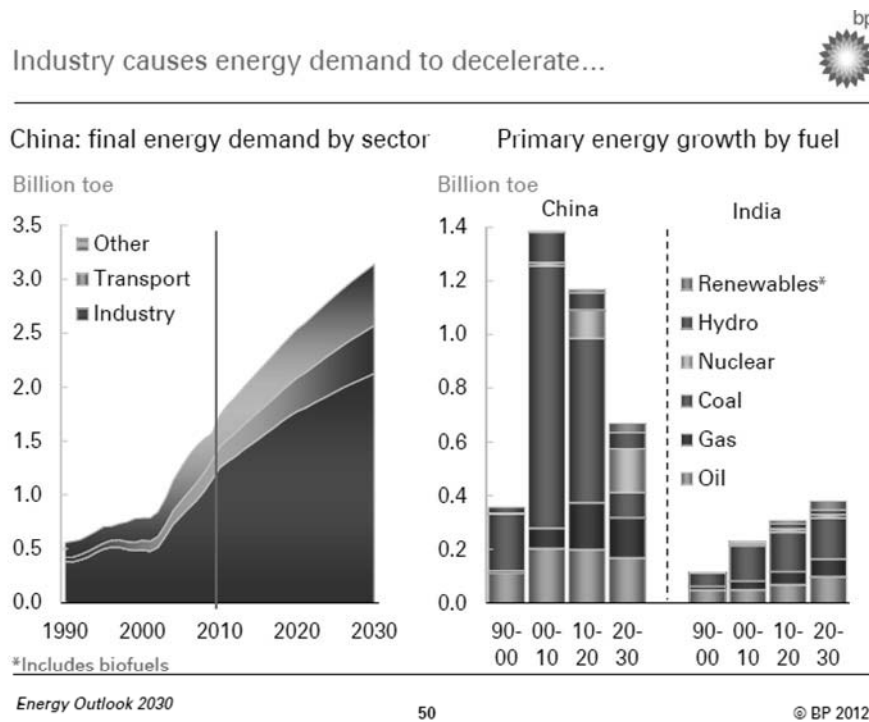
（資料）米国エネルギー省エネルギー情報局、International Energy Outlook 2011 より筆者作成

産業別に中国のエネルギー消費の2030年に向けた予測を行っている石油会社のBP社の数値を図16で見ると、工業分野でのエネルギー消費の比率が高いまま、今後も推移するとの予測となっている。

図16の右側では、中国とインドの10年ごとのエネルギー消費の増分の内訳の予測値を示している。石炭の伸びが特に大きかったのが2000年から2010年の10年間であり、2020年に向けての10年間でも石炭の伸びが大きいですが、BPの予測によれば、2030年に向けての10年間では、石炭消費の増え方は大幅に低下し、石油、ガス、原子力が伸びると予測されている。このように、2020年以降は中国が石炭依存度の面で、大幅に転換する可能性を示す予測値が存在する点は注目される。

なお、図16の右側に記されたインドにおいては2030年に向けて継続して石炭依存が続くとの予測となっている。

図16 中国のエネルギー消費とその増分予測（単位：石油換算10億トン）



（資料）BP Energy Outlook 2030（2012年発表）より

中国の主要な産炭地と石炭輸送ルートを図17は示している。中国の鉄道輸送量の半分は石炭を運んでいると言われるように、産炭地が中西部に位置することから、沿岸部に石炭を運ぼうとすると鉄道、あるいはトラック輸送に依存することとなり、貨物および旅客輸送に影響が出る。産炭地で山元発電を行い、都市に送電するためには送電線の新設と大幅な増強が必要であり、石炭輸送が現在も主要都市に向けて多量に行われている。

また、図17で示すように、中国南部の沿岸部には北部の渤海湾の港から南部の港に向けて石炭が船で運ばれていることがわかる。この場合、豪州炭の価格との競争となり、豪州炭のほうが中国産の石炭よりも安価で好まれる場合も出現している。

図17 中国の主要な産炭地と石炭輸送ルート (2009年データ)

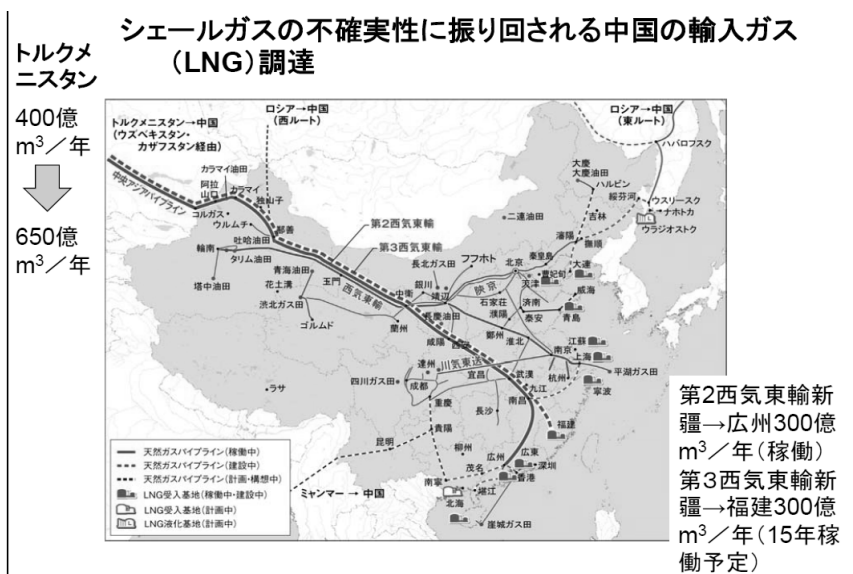


This map is for illustrative purposes and is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory covered by this map.

(資料) OECD IEA, World Energy Outlook 2011

中国では国内ガスパイプラインの敷設も着々と進められている。特にタリム盆地から上海および、広州向けの西気東輸パイプラインは、カザフスタン、ウズベキスタン経由でトルクメニスタンと繋ぐことで、ガス輸入先の多様化に大きく貢献している。パイプラインをダブルにする第2西気東輸パイプラインに加えて、現在は第3西気東輸パイプラインの建設も計画されている。

図18 中国のガスパイプラインの敷設

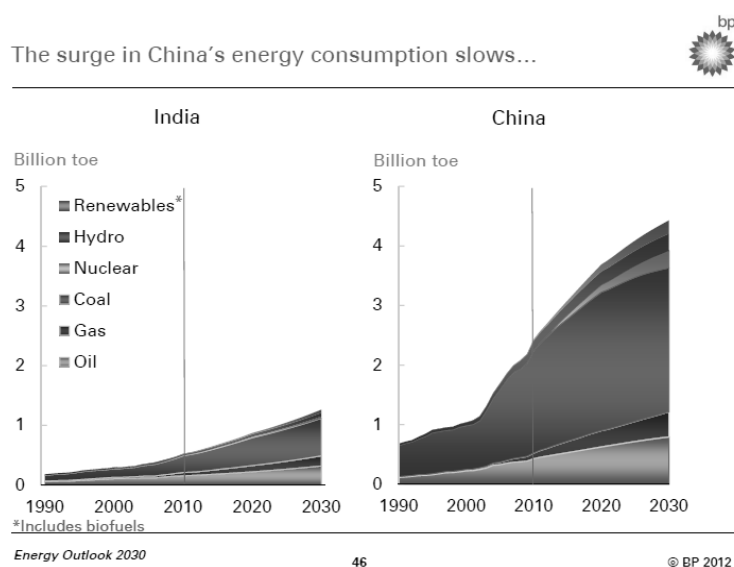


(資料) JOGMEC

### 3. インドほかアジア諸国のエネルギー需給と将来展望

インドは、中国と比べるとエネルギー消費の伸びが穏やかであるが、着実に消費量が増大に向かっている。図 19 で示すように、中国は 2020 年以降、エネルギー需要の伸びは抑制傾向となると見積もられているが、一方、インドのエネルギー需要は 2030 年に向けて着実に増大すると予測される。人口が多い割にはインドのエネルギー消費量は中国と比べると国全体の総消費量でも、また 1 人当たり消費量でも未だ少ない。従って、今後も着実にエネルギー消費量を増やしていくに違いないと予測されている。

図 19 インドと中国のエネルギー消費動向（単位：石油換算 10 億トン）



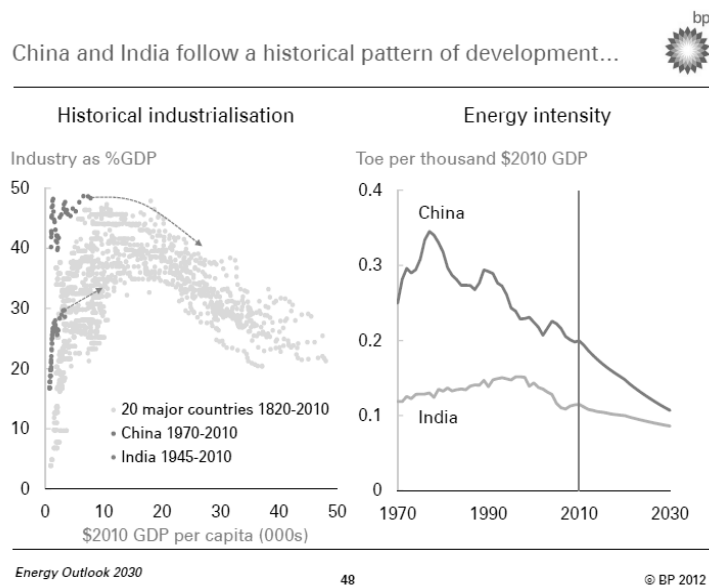
（資料）BP Energy Outlook 2030（2012 年発表）より

世界の 2 大人口大国であるインドと中国とを比較した場合に、図 20 で示すように、両国とも日本等の工業化した諸国がたどった歴史を後追いするように産業構造の変化を遂げながら経済発展を行っている。特に、中国の GDP に占める工業分野の比率が 50%程度と異例に高くなっている。この比率は、今後所得がさらに上がるとともに次第に低下していくと考えられている。世界 20 カ国の発展の動向が図 20 には点（ドット）で示されているが、中国の工業の GDP 比率 50%という比率は、最も高い部類に属することができる。

一方、インドの工業の GDP 比率が 30%程度という数値は、逆に、最も低い部類に属することが図 20 からわかる。インドは、IT 産業等のサービス産業に分類される部門が牽引して経済発展を遂げており、中国と比べるとエネルギー消費量の急増を抑制しながら経済発展が達成されている。

エネルギー利用効率は、発展途上国においては低いレベルに止まらざるを得ないが、図20の右側では中国とインドのエネルギー弾性値（Energy Intensity）の推移を示している。一単位のGDPを稼ぐのにどれほどのエネルギーを消費したかを見ると、中国は1970年代および80年代のエネルギー弾性値が極端に悪い数値で、エネルギー利用効率が低かった状態から、2010年に向けて大幅な改善が見られたことがわかる。インドも1990年代および2000年代に工業化の進展とともに一時、エネルギー弾性値が悪化するが、その後はエネルギー利用効率の改善が図られており、先進国並みとまでは行かないものの、高効率なエネルギー利用を図る「ポスト工業化」の産業構造を持つ国となる方向で、経済発展を続けていることがわかる。

図20 中国とインドの比較

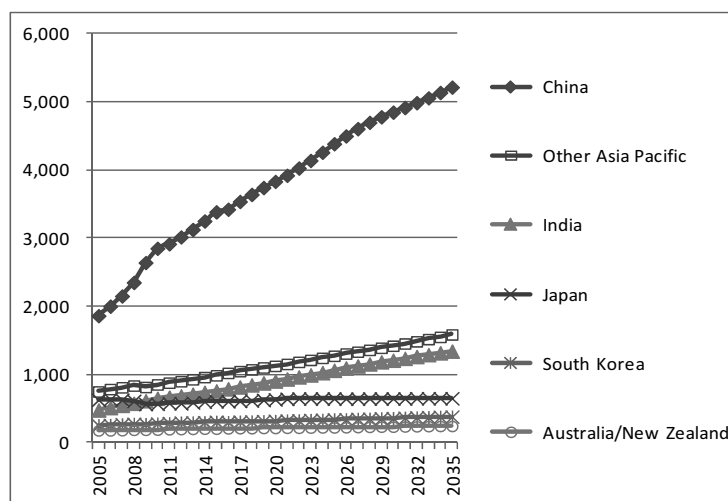


（資料）BP Energy Outlook 2030（2012年発表）より

アジア太平洋諸国の一次エネルギー消費量を見ると、図21で示すように、中国が圧倒的に多くのエネルギーを消費し続けると予測されている。インドのエネルギー消費量も着実に増加することが予測でき、また、日本、韓国、オーストラリア、ニュージーランドを除いた「その他のアジア太平洋諸国」の合計も、インドを上回る勢いで増大すると予測されている。

日本、オーストラリア、ニュージーランドは、エネルギー消費量の総量は増大しない状態を迎えている。韓国は依然として、ゆっくりとした需要の増大を続けると予測されている。

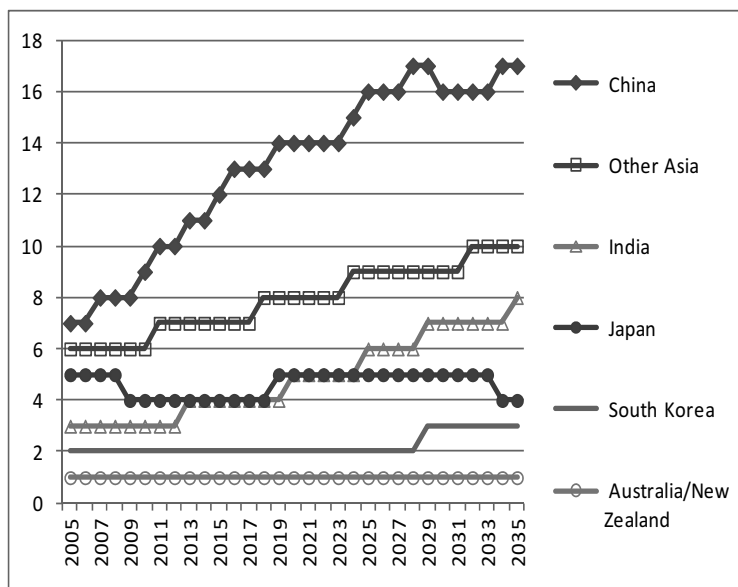
図 21 アジア太平洋諸国の一次エネルギー消費量の予測（単位：石油換算百万トン／年）



（資料）米国エネルギー省エネルギー情報局、International Energy Outlook 2011 より筆者作成

アジア太平洋諸国の石油消費量の 2035 年までの予測を見ると、中国が今後も石油消費量を増やし続け、2020 年に入る頃からようやく消費量増大のペースを少しずつ落とし始めるとの予測となっている。日本の石油消費量は増えず、需要は安定的に推移すると予測されている。韓国は将来的にはまだ石油消費量は増大し、日本の消費量に迫る可能性があると評価されている。インドは今後も着実に石油消費量を増大させると予測されている。注目されるのは、図 22 の中で国名が示されていない「その他アジア諸国」の合計の石油消費量が今後もインドを上回って増大すると考えられている点で、中国、インド、そしてその他の東南アジア諸国をはじめとした多数のアジア太平洋諸国の石油需要が、アジアの石油消費量の増大傾向を 2020 年、2030 年と、インドとともに牽引するという予測は重要である。製油所、貯蔵施設、石油化学をはじめとした産業の配置等、こうした需要の増大の傾向を踏まえた把握が必要となる。

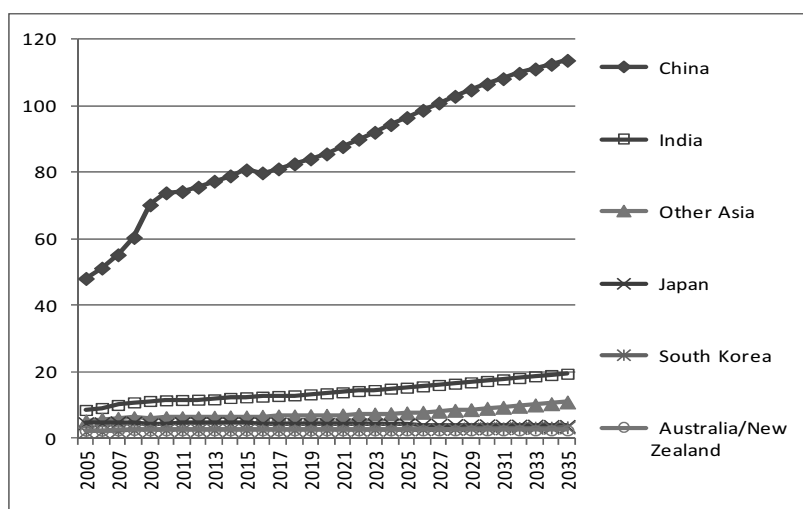
図22 アジア太平洋諸国の石油消費量の予測（単位：石油換算百万トン／年）



(資料) 米国エネルギー省エネルギー情報局、International Energy Outlook 2011 より筆者作成

アジア太平洋諸国の石炭消費量の2035年までの予測値を図23で見ると、中国の消費量が圧倒しており、アジア太平洋諸国の中で、第2位の消費量を持つインドの5倍といった程度の多量の石炭を中国が消費している。日本、韓国、オーストラリアの石炭消費量は、現状でもインドの2分の1以下という量に止まり、今後も大幅な増大はないと予測される。

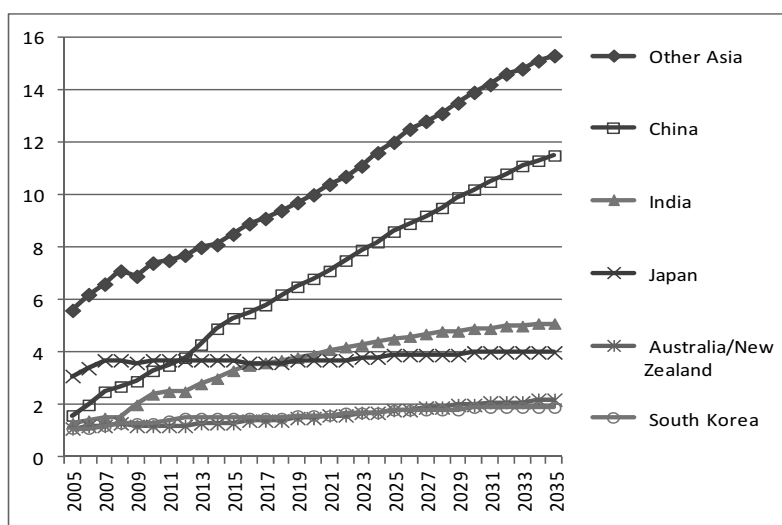
図23 アジア太平洋諸国の石炭消費量の予測（単位：10の15乗Btu（英国熱量単位））



(資料) 米国エネルギー省エネルギー情報局、International Energy Outlook 2011 より筆者作成

アジア太平洋諸国の天然ガス消費量の 2035 年までの予測値の中で、2010 年の数値と 2035 年の数値を比較すると、中国で 4 倍、インドで 2 倍以上というように大幅な増加が予測されている。注目されるのは、中国・インド以外の諸国でも大幅に天然ガス消費量の増大が生じると考えられている点で、図 24 の中で、「その他アジア」の消費量が中国を上回って増大している。

図 24 アジア太平洋諸国の天然ガス消費量の予測（単位：兆立方フィート）



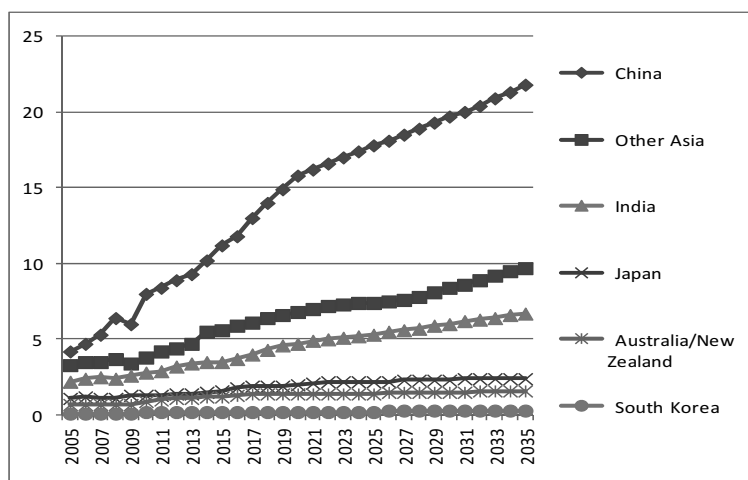
(資料) 米国エネルギー省エネルギー情報局、International Energy Outlook 2011 より筆者作成

アジア太平洋諸国の水力および再生可能エネルギーの 2035 年までの伸びの予測 (図 25) においては、大規模水力を保有する中国の導入量が大きく、特に 2010 年代に導入量が伸びるとみられている。「その他アジア」およびインドも水力発電が中心であるが、再生可能エネルギーの導入量を大きく伸ばし、2035 年に向け導入量を倍増させると予測されている。水力および再生可能エネルギーの伸びは年率 3~4%に達する。

一方、日本、オーストラリア、ニュージーランド、韓国の再生可能エネルギー導入量は、大幅な増大とはならないと予測されている。特に、韓国は、今まで再生可能エネルギーへの取り組みが遅れてきており、近年になって政府が中心となり導入促進を図り始めたところである。



図 25 アジア太平洋諸国の水力および再生可能エネルギーの予測（単位：10 の 15 乗 Btu  
（英国熱量単位））



（資料）米国エネルギー省エネルギー情報局、International Energy Outlook 2011 より筆者作成

#### 4. 世界のエネルギー需給の将来展望

本章では、世界全体のエネルギー需給の予測を検討する。シェールガス革命により、埋蔵量と産出量に大きな動きが生じている天然ガスについて、まず表 1 を見てその特徴を把握することにする。

在来型のガス（構造的ガス田および油田生産からの随伴ガス）の技術的回収可能量が、世界合計で 462 兆立方メートルと見積もられる一方、非在来型の合計は 328 兆立方メートルとされており、在来型ガスの埋蔵量に、7 割ほどの非在来型のガスの埋蔵量が加わったことを意味する。「ガスの時代」と言われるように、天然ガスの消費量は拡大傾向となると予測されるが、近年の非在来型ガスの埋蔵量の増大によりガスの可採年数も大きく伸びることとなった。

世界の非在来型ガスの合計値の内訳を見ると、タイトガスが 81 兆立方メートル、シェールガスが 200 兆立方メートル、コールベッドメタン（CBM：炭層ガス）が 47 兆立方メートルであり、シェールガスが最も多く、次いでタイトガス、それに CBM という順となっている。

生産のしやすさ、取り組みが容易であるという点では、CBM の増産は、米国、中国をはじめとしてすでに取り組まが行われており、実用化された技術となっている。ただし、CBM はメタン留分がほぼ 100% であり、ガス価格が低い米国では液体部分の生産による付加収入が期待できない状況にある。

タイトガスも、米国ではすでに政府統計上で「在来型ガスの生産」としてカウントする

動きもあり、シェールガスと比べても生産が容易な場合が多くなっている。

次に地域別にみると、非在来型ガスの技術的回収可能量が最も多いのはアジア太平洋で、次いで、北米、中南米、東欧・旧ソ連、アフリカ、OECD 欧州、中東の順となっている。シェールガス生産でブームに沸く北米を上回って、アジア太平洋地域（特に中国、その他オーストラリア、インド）に多量の非在来型ガスが埋蔵されているとの情報は極めて大きな意味を持つ。

なお、シェールガスの量が東欧・旧ソ連と中東で少なく記載されているが、超巨大な油田あるいはガス田を保有するロシアと中東において、シェールガスは石油根源岩が存在する以上必ず存在すると考えられており、既存の油田・ガス田が大きいために、シェールガスに関する探査が進んでおらず、そのために表1の中では数値が小さくなっているとみられる。従って、非在来型のガスの埋蔵量（確認可採）は今後も増大すると考えられる。

表1 天然ガスの技術的回収可能量（単位：兆立方メートル）

	在来型	非在来型			合計	総合計
		タイトガス	シェールガス	CBM		
東欧・旧ソ連	144	11	12	20	44	187
中東	125	9	4		12	137
アジア太平洋	43	21	57	16	94	137
北米	47	11	47	9	67	114
アフリカ	49	10	30	0	40	88
中南米	32	15	33		48	80
OECD欧州	24	4	16	2	22	46
世界合計	462	81	200	47	328	790

(注) 現在未発見の資源量も加えた推定値。CBMはコールベッドメタンの略。合計数値には四捨五入による丸めの誤差あり

(資料) OECD IEA, World Energy Outlook 2012 より筆者作成

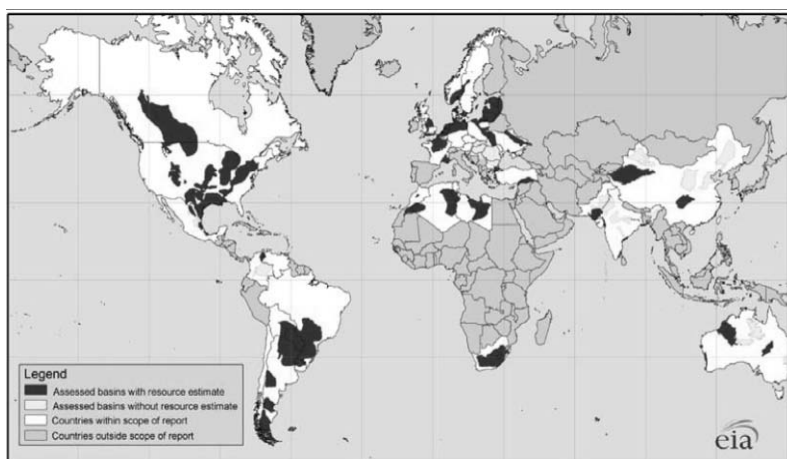
図26は、シェールガスの生産ポテンシャルを示す米国エネルギー省のエネルギー情報局が2011年に発表した資料である。この図中では、ロシアおよび中東の非在来型天然ガスの埋蔵量に関しては、今までのところ詳しい調査がされておらず推定値が存在しないとして、除外されている。世界の多くの国々の広大な地域にシェールガスが埋蔵されていることがわかる。

この米国エネルギー省エネルギー情報局の推計によれば、シェールガスの資源量は、中国36.1兆立方メートル(=1,275 Tcf: 兆立方フィート)、米国24.4兆立方メートル(862 Tcf)、アルゼンチン21.9兆立方メートル(772 Tcf)、メキシコ19.3兆立方メートル(681 Tcf)、南アフリカ13.7兆立方メートル(485 Tcf)、カナダ11.0兆立方メートル(388 Tcf)、その

他 61.1 兆立方メートル (2,159 Tcf) で、合計では 187.5 兆立方メートル (6,622 Tcf) に達すると見積もられている。

中国に関する推定値が最も多い点が注目される。米国に関しては、世界で最も探鉱が進んでおり、埋蔵量推定値の精度が高いと考えられ、推定の精度が低い中国のほうがシェールガスの埋蔵量の予測値が多いということは、中国においてさらに探鉱が進むと、埋蔵量の数値がさらに増大する可能性があることを意味する。

図 26 シェールガスの生産ポテンシャル



(資料) 米国エネルギー省エネルギー情報局資料 2011

表 2 は、OECD の国際エネルギー機関が 2012 年に発表した 2035 年までの世界の天然ガス生産量の予測値である。地域として見たときに、2035 年において最も生産量が多いのは、依然として東欧・旧ソ連であり 1 兆 2,040 億立方メートルであるが、北米の 2035 年の生産量の数値が 1 兆 670 億立方メートルと、東欧・旧ソ連に迫る値となる点が注目される。これは北米でのシェールガス革命によるガス増産の効果の現れである。

2035 年における主要ガス生産国の順位は、ロシア (8,560 億立方メートル)、米国 (8,000 億立方メートル)、中国 (3,180 億立方メートル)、カタール (2,230 億立方メートル)、イラン (2,190 億立方メートル)、カナダ (1,880 億立方メートル)、その他、オーストラリア、アルジェリア、インドネシア、トルクメニスタン、サウジアラビア、ノルウェーの順となると予測されている。

2010 年の生産実績では、ロシア (6,570 億立方メートル)、米国 (6,040 億立方メートル)、カナダ (1,600 億立方メートル)、イラン (1,430 億立方メートル)、カタール (1,210 億立方メートル)、ノルウェー (1,100 億立方メートル) の順である。2035 年までには、ロシア

と米国が着実に生産量を増大させ、また、中国が大幅な増産を達成することが予測されている。

2010年から2035年の平均伸び率で最も大きいのは、ブラジルの7.3%、中国の5.0%、オーストラリアの4.9%、トルクメニスタンとベネズエラの4.5%、アゼルバイジャンの4.4%、ナイジェリアの4.3%となっている。米国およびロシアの伸びは年率に直すと両国とも1.1%の伸びに止まるが、それぞれ1位と2位の地位を確保することが予測されている。

世界全体として見ると、2010年の3兆3,070億立方メートルが年率1.7%で増大して、2035年には4兆9,550億立方メートルに達すると予測されており、5割増しとなると見積もられている。

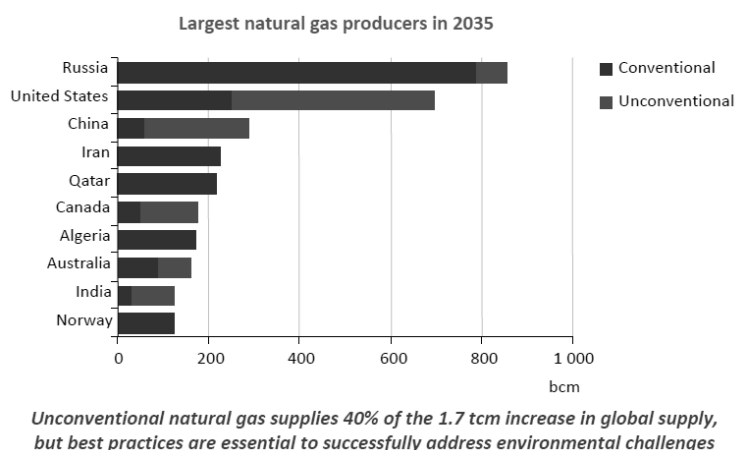
表2 天然ガス生産量の予測（単位：10億立方メートル）

	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2010から2035	
								増大量	年平均伸び
OECD合計	881	1,178	1,239	1,328	1,360	1,395	1,446	268	0.8%
北米	643	816	893	970	993	1,026	1,067	251	1.1%
うちカナダ	109	160	165	171	169	174	188	28	0.7%
うちメキシコ	26	50	47	51	57	66	75	25	1.6%
うち米国	507	604	679	747	765	784	800	196	1.1%
欧州	211	304	267	250	238	226	215	-89	-1.4%
うちノルウェー	28	110	114	118	116	115	113	3	0.1%
アジア太平洋	28	58	80	107	214	225	236	178	4.3%
うちオーストラリア	20	49	73	102	125	139	161	112	4.9%
非OECD合計	1,178	2,106	2,377	2,616	2,908	3,215	3,509	1,403	2.1%
東欧・旧ソ連	831	842	893	968	1,057	1,136	1,204	362	1.4%
うちアゼルバイジャン	10	17	20	30	43	44	48	31	4.4%
うちロシア	629	657	675	704	737	808	856	199	1.1%
うちトルクメニスタン	85	46	66	84	110	120	138	92	4.5%
アジア	130	420	502	548	607	684	775	355	2.5%
うち中国	15	95	134	175	217	264	318	223	5.0%
うちインド	13	51	54	62	72	84	97	46	2.6%
うちインドネシア	48	86	109	109	115	128	143	57	2.1%
中東	92	472	565	609	660	722	809	337	2.2%
うちイラン	23	143	143	150	159	180	219	76	1.7%
うちイラク	4	7	13	41	73	82	89	82	10.7%
うちカタール	6	121	170	177	187	204	223	102	2.5%
うちサウジアラビア	26	81	104	107	108	117	128	47	1.8%
うちUAE	20	51	57	57	56	58	62	11	0.8%
アフリカ	64	209	221	277	346	402	428	219	2.9%
うちアルジェリア	43	80	83	105	123	140	147	67	2.5%
うちリビア	6	17	16	20	26	32	37	20	3.2%
うちナイジェリア	4	33	43	58	71	87	94	61	4.3%
中南米	60	163	195	213	238	271	292	129	2.4%
うちアルゼンチン	20	42	46	49	58	64	66	24	1.8%
うちブラジル	4	15	21	32	49	69	87	72	7.3%
うちベネズエラ	22	24	30	37	44	63	73	49	4.5%
世界合計	2,059	3,307	3,616	3,943	4,268	4,610	4,955	1,348	1.7%
EU合計	211	201	158	133	116	104	94	-107	-3.0%

(資料) OECD IEA, World Energy Outlook 2012 より筆者作成

2035年時点での国別の天然ガス生産量の上位10カ国の予測を、図27は示している。在来型の天然ガスと非在来型の天然ガスに分けて示しており、ロシアは在来型が主で世界第1位の生産国の座を維持するが、米国が非在来型の生産量を増やすことでロシアに迫る生産量となると予測されている。第3位は中国で、非在来型に大きく依存して天然ガスの生産量を伸ばすと予測されている。第4位以降は、イラン、カタール、カナダ、アルジェリア、オーストラリア、インド、ノルウェーの順となっている。これらの諸国のうち、カナダ、オーストラリア、インドで非在来型の生産が急増すると考えられている。一方、イラン、カタール、アルジェリア、ノルウェーでは、非在来型の生産は全く増えないと予測されている。非在来型に依存するか否か、天然ガスの生産方式において、世界の国は二分されるということが出来るほどの大きな差異が生じることが予測されている。

図27 天然ガス生産量の急拡大の予測（単位：10億立方メートル）



(資料) OECD IEA, World Energy Outlook 2011

非在来型ガスが多量に生産可能となっていくことで、米国では（石油に比べて）安くて豊富なガスを長期にわたり生産できることから、ガス化学産業が隆盛となっていくと予測できる。他方、日本等のナフサベースの石油化学産業が立地してきた諸国においては、米国のガス化学産業に比べると原料コストの点で劣勢に立たされることになる。石油化学基礎品およびその誘導品が提供されるコストを考えた場合に、米国に製造業を立地したほうが有利なケースが多くなり、したがって、米国製造業が復活する兆しが出てくると予測される。日本の企業でも、再度米国の工場を増強する、あるいは米国向け投資を強化するところがすでに出てきている。

次に、米国の対外政策にも変化が生じると考えられる。米国にとって、中東地域から無

理に石油、天然ガスを輸入しなくても、石油はカナダ、メキシコ、あるいはブラジル等の南北・米大陸内で自給が可能で、天然ガスは輸出可能なほど米国では見つかっており、さらに石炭は、米国は世界第1位の200年分を超える埋蔵量を保有している。このため、米国にとって中東地域は、死活の重要性を持つ地域と呼ぶよりは、エネルギー以外の問題からアプローチすべき場所という認識へと移っていくに違いないと考えられる。少なくとも米国は、日本を含めたアジア諸国が、中東からのエネルギー輸入を安定的に維持できるかどうかを死活問題であるのを横目で見ながら対応策を練る、という余裕を持ったポジションをすでに確保したと見ることができる。

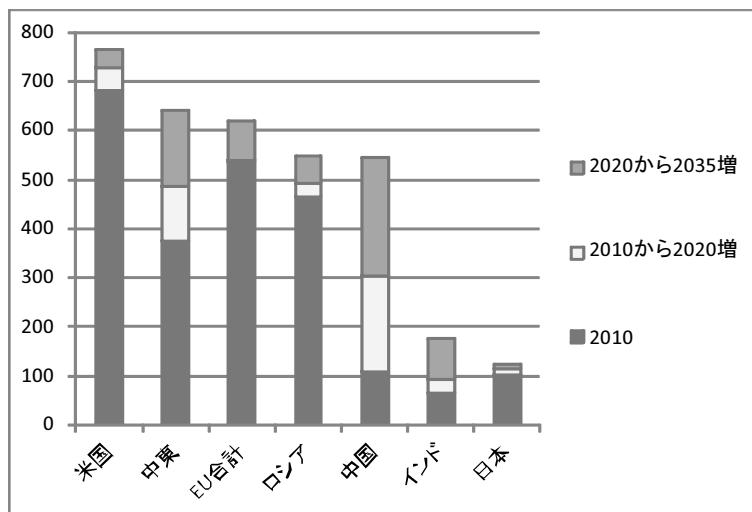
米国の東アジア地域への関与度合いにも変化が生じることが予測できる。まず大きいのは、中国にも非在来型ガスが多量に埋蔵されていることが判明した点である。中国は、地下資源の探査・探鉱がまだ不十分であり、非在来型ガスが大幅に増産され始めるまでには10年あるいは20年とまだ時間を要する見込みであるが、世界の工場としての産業立地を勝ち取った中国が、安い自国産天然ガスを多量に保有することは、製造業の競争力を維持していくにあたって中国の産業への強力なサポート要因となる。

中国は石炭を最も重視しながら、天然ガスの増産にも努め、アジアでの存在感を維持できる見通しが立ったことになる。中国は、世界のエネルギー資源貿易へも、価格が安ければ買うという立場を今後も維持でき、こうした面から日本を含めたエネルギー消費国に多大な影響を与え続けると予測される。米国も、中国の存在感を認めつつ、米国と安全保障上において密接な関係を持つ「貧資源国」や「無資源国」の経済が維持されるかを見守るというポジションを取っていくと考えられる。産業競争力と産業立地の点でも、今後数十年にわたり、エネルギー資源に関して、米国、中国、その他、非在来型資源の埋蔵量が豊富で余裕を持つに至った諸国が出現したことは、エネルギー獲得競争において、大きな変化が生じたことを意味しており、特に「貧資源国」や「無資源国」においては戦略の再構築が必要となるはずである。

天然ガスの消費量の伸びの予測を図28で見ると、現在世界最大の消費国である米国がさらに消費量を伸ばし第1位のポジションを維持し、次いで、中東地域で大幅にガス消費量が増えるとの見込みとなっている。EUのガス消費量の合計は中東に若干及ばない程度であり、かなり多いと言えるが、今後も増加基調をとると考えられている。注目されるのは中国で、急速にガス消費量を増やし、2035年の消費量ではロシアに匹敵するほどになると予測されている。中国と比べると少ないが、インドもガス消費量を増やし、その他日本も若干であるがガス消費量を増やす方向にある。

世界の天然ガス消費量の予測値の詳しい数値は表3で示す。

図28 天然ガス消費量の伸びの予測（単位：10億立方メートル）



(資料) OECD IEA, World Energy Outlook 2012 より筆者作成

表3 天然ガス消費量の予測（単位：10億立方メートル）

	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2010から2035	
								増大量	年平均伸び
OECD合計	1,036	1,596	1,652	1,731	1,796	1,864	1,937	341	0.8%
北米	628	845	898	940	962	995	1,032	187	0.8%
うち米国	533	680	712	728	736	749	766	86	0.5%
欧州	325	569	550	585	619	643	669	100	0.7%
アジア太平洋	82	182	204	206	214	225	236	54	1.0%
うち日本	57	104	120	115	118	122	123	19	0.7%
非OECD合計	1,003	1,710	1,963	2,213	2,472	2,746	3,018	1,307	2.3%
東欧・旧ソ連	737	692	731	747	777	810	842	150	0.8%
うちカスピ周辺諸国	100	106	117	127	136	142	149	43	1.4%
うちロシア	447	466	488	492	508	530	549	83	0.7%
アジア	84	393	514	660	801	949	1,111	718	4.2%
うち中国	15	110	195	304	390	469	544	434	6.6%
うちインド	13	64	75	92	116	144	178	114	4.2%
中東	87	376	437	485	538	594	640	264	2.1%
アフリカ	35	103	118	139	153	166	176	73	2.2%
中南米	60	146	163	182	203	227	249	103	2.2%
うちブラジル	4	27	30	38	49	63	78	51	4.3%
世界合計	2,039	3,307	3,616	3,943	4,268	4,610	4,955	1,648	1.6%
EU合計	368	536	509	540	570	592	618	82	0.6%

(資料) OECD IEA, World Energy Outlook 2012 より筆者作成

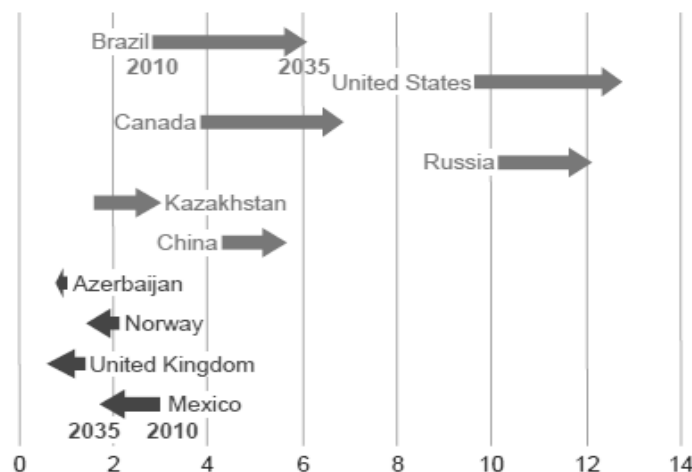
## 5. 供給サイドの課題

今後の石油類の供給動向の予測値を図 29 で見ると、2010 年から 2035 年の間で、主要生産国としては、ブラジル・米国・カナダ・ロシア・カザフスタン・中国で増大していくと見積もられており、一方、欧州（ノルウェーと英国）とメキシコでは減少に向かうと予測されている。

2035 年には米国がロシアを抜いて最大の石油類（非在来型石油を含む）の生産国となると予測されており、ブラジルとカナダも生産量を大きく増大させるとみられている。

メキシコ、北海のノルウェーと英国、それに中央アジアのアゼルバイジャンは、生産量を減らしていくと予測される。

図 29 液体燃料（石油等）の生産量の 2010 年から 2035 年に向けての増減の予測（非 OPEC 諸国上位 10 カ国）（単位：百万バレル／日）



（資料）米国エネルギー省エネルギー情報局、Annual Energy Outlook 2012 より

非在来型の石油類の生産量が増大してくると、各国における石油生産コスト（breakeven cost）と、それらの国を支える予算額を維持するための望ましい石油価格（budget breakeven prices）がいくら程度であるかが重要となる。また、大手の国際石油企業（オイルメジャーズ）の生産コスト（commercially attractive price）がどの程度であるかも重要となる。

石油生産コストは、カタールが 5 ドル／バレルと最も低い。10 ドル／バレルがクウェート、UAE、サウジアラビア、イラク、15 ドル／バレルがイラン、20 ドル／バレル台にあるのがリビア、アルジェリア、30 ドル／バレル程度なのが、ナイジェリア、ロシア、35 ドル／バレル程度なのがアンゴラ、エクアドル、ベネズエラとなっている。

スーパーメジャーズと呼ばれるエクソンモービル、シェブロン、シェル、BP、トータル

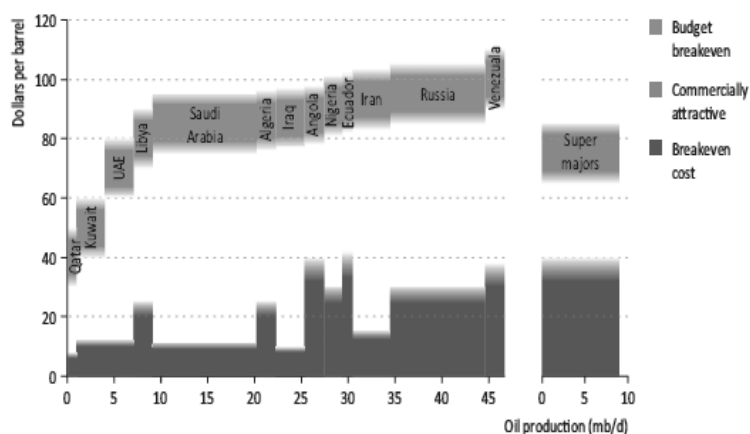


等の国際石油企業の生産コストは、35 ドル/バレル程度に位置すると見積もられている。

国家予算上の望ましい価格を見ると、カタールが最も低くて 40 ドル/バレル程度、クウェートで 50 ドル/バレル前後、UAE が大きく上昇して 70 ドル/バレル前後となり、さらに、リビアで 80 ドル/バレル程度、さらに少なくとも 80 ドル/バレル以上の価格は維持したいと希望するのが、サウジアラビア、アルジェリア、イラク、アンゴラであり、90 ドル/バレル前後を希望するのは、ナイジェリア、エクアドル、イラン、ロシアである。さらに 100 ドル/バレル前後が少なくとも望ましいと考えるのがベネズエラである。

一方、国際石油企業（スーパーメジャーズ）が事業を継続させていくために必要と考える石油価格は 70 ドル/バレルを上回るレベルであり、石油価格が 80 ドル/バレルを上回るときには、大幅な利益が得られている。

図 30 石油生産コストと予算維持のための望ましい価格（2011 年半ばにおける推計）



(資料) World Energy Outlook 2011 - GLOBAL ENERGY TRENDS

石油とガスの両方において、在来型に加えて非在来型の生産が今後増大すると予測できる。ガスを生産すると随伴して液体分も生産されるため、石油の生産コスト、すなわち石油の採算性にも影響が出る。石油とガスの生産における生産コスト（石油換算の採算コスト）を縦軸にとり、生産量（石油換算）を横軸にとり、現状（2011 年）と 2035 年で比較すると、国・地域によって大きな差異が生じることを図 31 のように示すことができる。

まず中東・北アフリカにおける生産コストが 10 ドル/バレルを若干上回る現状から今後 15 ドル/バレル程度に上昇するものの、生産量も 2011 年の 4,000 万バレル/日から 2035 年には 6,000 万バレル/日まで上昇すると予測されている。

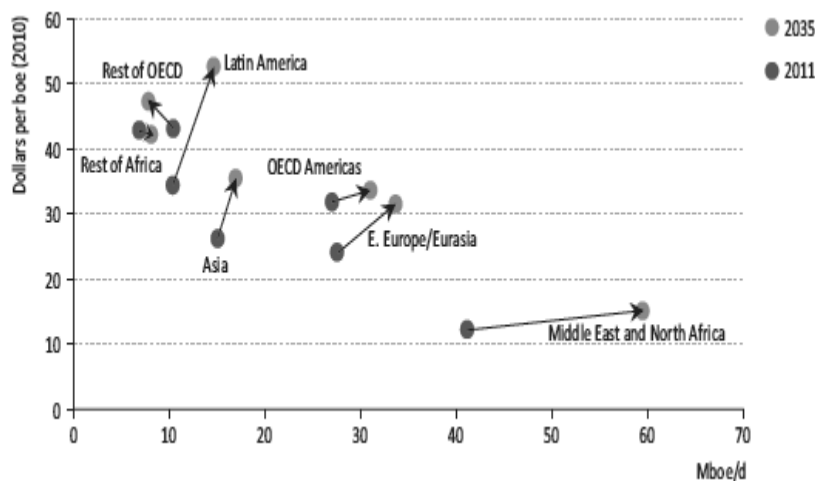
その他、次のような予測となる。ロシアと中央アジアを含む E.Europe/Eurasia では、20

ドル／バレル台から 30 ドルを超えるところまでコストを上昇させながら、生産量は増大する。北米を意味する OECD アメリカは、30 ドル／バレル台で若干採算コストを上げながら生産量を増大させる見込みである。アジアにおいても 20 ドル台から 30 ドル台に採算コストを上げながら生産量を増大させる見込みである。中南米では、30 ドル台から 50 ドル台に生産コストを上げながら生産量を増大させる見込みである。この大幅上昇は、深海からの石油生産が増大するためにコストが引き上げられることで生じている。その他 OECD (Rest of OECD) は、欧州とアジア・オセアニアの OECD 諸国の合計であるが、北海からの生産量が減少していくために、コストが上昇するとともに、生産量が減少している。

その他アフリカ (Rest of Africa) は、北アフリカ諸国を除いたアフリカ諸国であるが、生産量を若干増やすとともに、生産コストも若干下げると予測されている。

世界全体として見た場合に、生産量が大きく増大すると予測される一方、2035 年に向けてのコスト上昇幅は比較的小さいと予測されている。これは 2035 年に向けて、中東地域での大幅な増産が、コストの大幅な増大を伴わずに可能であることが大きく作用して達成されている。

図 31 石油とガスの生産コストの現状と予測 (単位: 縦軸: 石油換算ドル／バレル、横軸: 百万バレル (石油換算) / 日) (2011 年と 2035 年の比較)

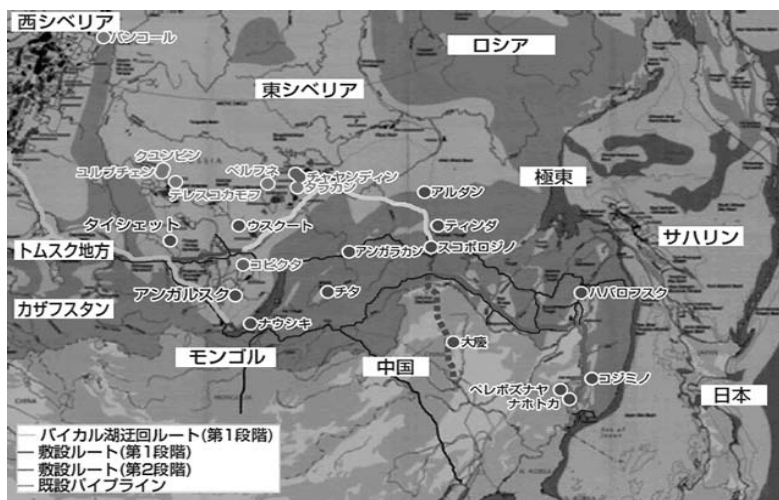


(資料) World Energy Outlook 2011 - GLOBAL ENERGY TRENDS

石油とガスの供給を考える際に、供給ルートとしてのパイプラインの敷設計画の進捗を確認しておく必要がある。ロシアは欧州向けのガスと石油の輸出に経済が過度に依存してしまっていた点を見直して、極東に向けたパイプラインの敷設プロジェクトの完成を急いできた。図 32 はロシアにおける石油パイプラインの敷設の延長計画の進捗状況を示してい

るが、ロシアが東アジアへの関心を拡大しながら、従来から行われてきた石炭と木材の輸出に加えて、石油もガスも極東から輸出できる体制の整備を急いできた成果が、今後どの程度得られるかが注目される。

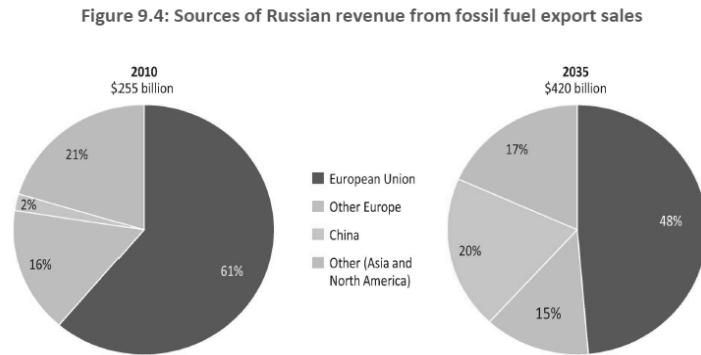
図 32 ロシアにおける石油パイプラインの敷設の延長



(資料) JOGMEC

図 33 は、ロシアの化石燃料輸出の地域別割合を、2010 年の実績（左図）、および 2035 年の予測（右図）で示している。輸出金額は、2010 年は 2,550 億ドルであったが、2035 年には 4,200 億ドルに 65%増大すると予測されている。しかも、地域的に見て、2010 年に 61%を占めた EU、および、16%を占めた「その他欧州」向けの輸出の比率が、2035 年には EU が 48%に減少し、「その他欧州」向けも 15%に止まる一方で、中国向けが占める比率が 2010 年の 2%から、2035 年には 20%に増大すると予測されている。中国は石油とガスの生産量を 2035 年に向けて増大させると予測されているが、さらに上回って消費量が増えたと見込まれるために、ロシアから中国に向けた輸出货量が増大すると予測されている。

図33 ロシアの化石燃料輸出の地域別割合(2010年の実績および2035年の予測)(単位:%)

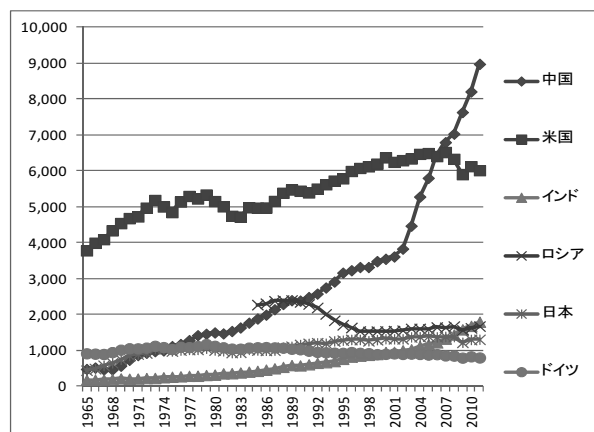


*An increasing share of Russian exports go eastwards to Asia, providing Russia with diversity of markets and revenues*

(資料) OECD IEA, World Energy Outlook 2011

世界の CO<sub>2</sub> 排出量の推移を 1965 年から 2011 年までたどると (図 34)、当初、米国が世界の中で圧倒的に多くの CO<sub>2</sub> 排出をしていたが、中国が 2006 年に米国を一気に抜き去り、その後、差を急速に拡大している。次いで、3 位がインド、4 位がロシア、5 位が日本、6 位がドイツとなっている。中国の突出した排出量の増大傾向は、石炭依存の状況をすぐに変えることは難しいために今後も継続する見込みである。中国は CO<sub>2</sub> の歴史的に見た場合の累積排出量で米国に 2040 年代に追いつくと予測することができる。

図 34 CO<sub>2</sub> 排出量の推移 (1965-2011)

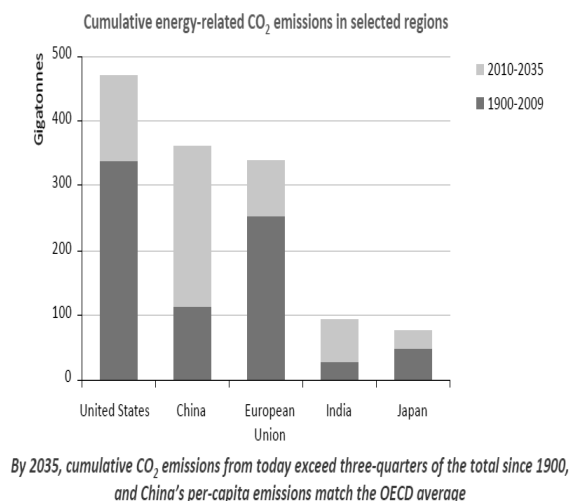


(資料) BP 統計 2012 年データより筆者作成

1900 年から 2009 年の間に排出した CO<sub>2</sub> 量と、2010 年から 2035 年の間に排出すると予測される量とを示すと、図 35 のように、米国の排出量が 300 ギガトン (=300×10<sup>9</sup> 乗トン) を超える水準から、2035 年にさらに若干積み増しされて 4,000 億トン台となるが、

中国が大幅な排出増を今後も続けることで、3,000 千億トン台の後半に達すると予測できる。EU 合計も 2035 年に累積では、中国と同じく 3,000 億トン台の後半に達すると予測される。インドと日本について見ると、インドは今後大幅に排出し、一方、日本は若干積み増しし、累積排出量では、インドが日本を追い抜くことが予測されている。

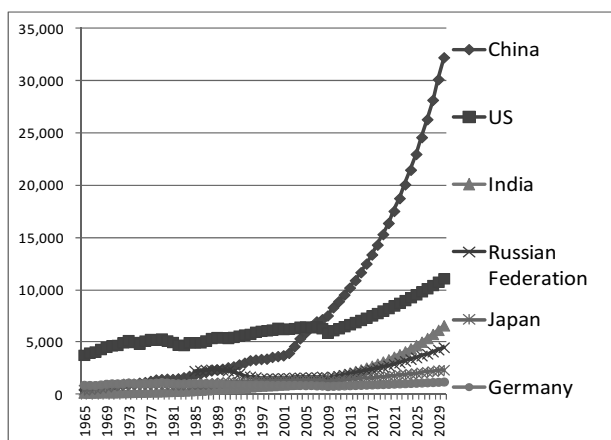
図 35 CO<sub>2</sub> 排出量の予測（1900–2035）（単位：10 の 9 乗トン CO<sub>2</sub>）



（資料） OECD IEA World Energy Outlook 2011

図 36 は、国別 CO<sub>2</sub> 排出量の予測値で、米国も排出量を今後増大させると予測されるが、中国の排出量の増大は止まらず、2035 年には米国の 3 倍に達する見込みであることがわかる。

図 36 国別の CO<sub>2</sub> 排出量の予測（1900–2035）（単位：百万トン CO<sub>2</sub>）



（資料） 実績：BP 統計 2012 年データ、予測は筆者作成

## 6. 需給予測とシナリオ

本章では、シェル、BP、エクソンモービルの順に需給予測とシナリオ作成がどのように行われているかを検討する。

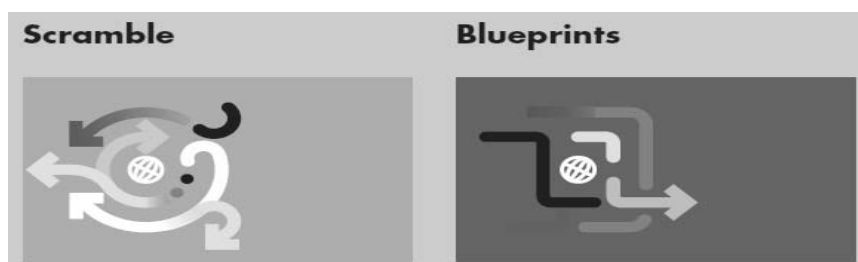
### (1) シェル社の予測

シェル社は1970年代からシナリオ作成を開始しており、2013年現在では、2050年に向けたスクランブル・シナリオおよびブループリント・シナリオという2つのシナリオが提示されている。

スクランブル・シナリオでは、世界がより多くのエネルギーを必要としている以上、まずエネルギー供給量を確保することを目指し、供給の目途が立ち一段落したところで、次いで環境問題を含めた対応策を考えるというシナリオとなっている。

ブループリント・シナリオは、難しい決断を早期に実施することで経済と環境のよりよいバランスをとることができるようになるというシナリオである。

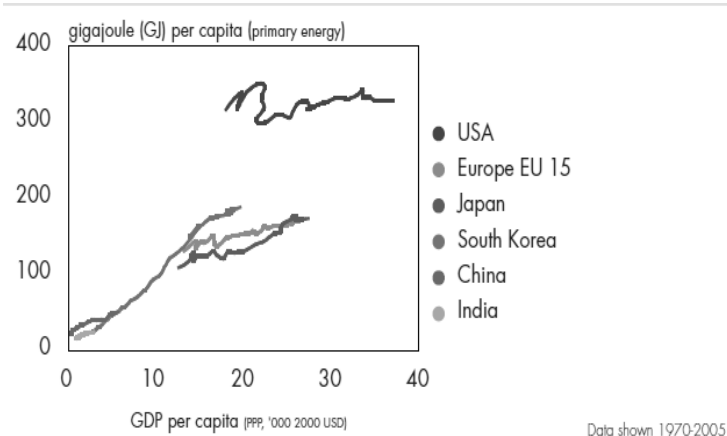
図37 シェルシナリオ（スクランブル・シナリオおよびブループリント・シナリオ）



(資料) Shell

シェルは2050年に向けたエネルギー消費の高度化が大きな課題だとして、図38の1人当たりエネルギー消費量（縦軸）と1人当たりGDP（横軸）の推移を掲げる。米国、欧州EU15カ国、日本が1人当たりエネルギー消費量をそれほど増大させない成長軌道に入ってきているのに比べ、非OECDの韓国、中国、インドは、現在まさにエネルギー消費量を拡大させており、所得を増大させつつ、エネルギー利用の高効率化をも同時に達成させることは大きな課題となる。

図 38 1人当たりエネルギー消費量（縦軸：10の9乗ジュール/人）と1人当たりGDP（横軸：GDPドル/人）の推移

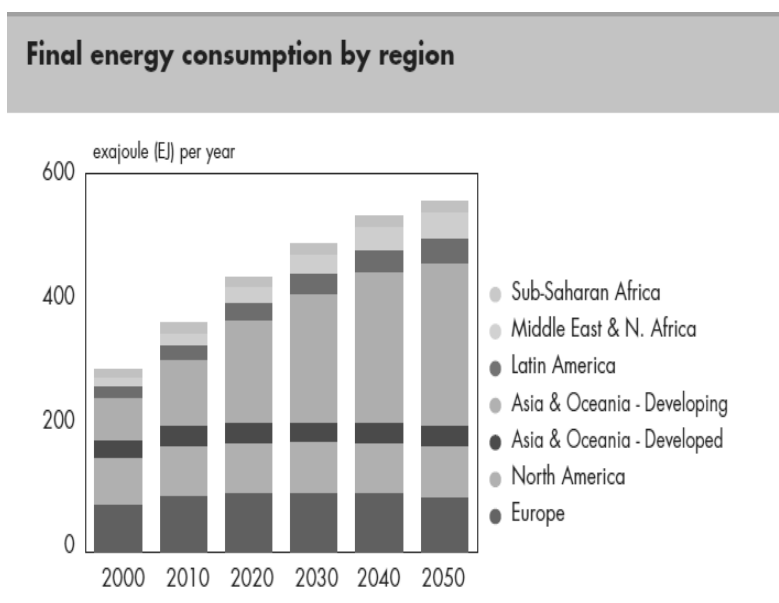


(注) データは1970年からの実績および2050年までの予測

(資料) Shell

図 39 は、世界の地域別の最終エネルギー消費の予測を示しており、アジア・オセアニアの途上国の消費量が急増を続け、この地域が占める消費量の比率が2050年にはおよそ半分となることが予測されている。一方、OECD諸国の最終エネルギー消費量は、横ばいで推移し、2040年代には減少に向かうことが予測されている。

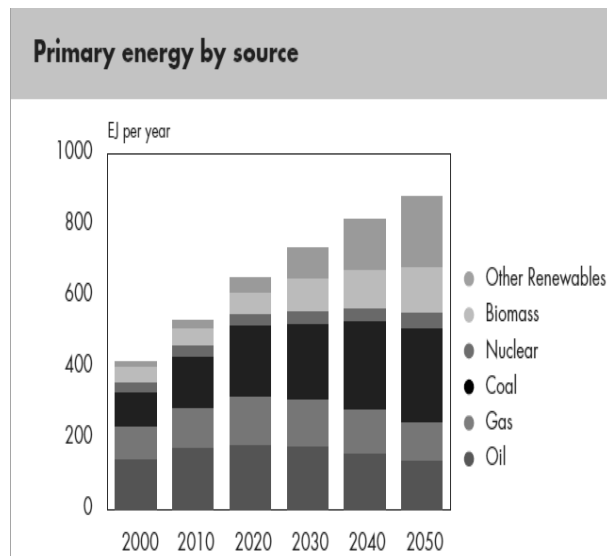
図 39 世界の地域別の最終エネルギー消費（単位：エクサジュール（=10の18乗ジュール）/年）



(資料) Shell

シェル・スクランブル・シナリオに示された 2050 年に向けたエネルギー源別の消費量の推移予測を見ると（図 40）、比較的石炭への依存度が高いシナリオとなっていることがわかる。石炭は埋蔵量も多くあり、単位熱量当たりの価格も安いために現在でも途上国では消費量の増大が続いており、石炭、バイオマス、その他再生可能エネルギーの消費量が拡大するとの予測となっている。

図 40 シェル・スクランブル・シナリオによる 2050 年に向けたエネルギー源別の消費量の推移予測（単位：エクサジュール（=10 の 18 乗ジュール）／年）



（資料）Shell

すでに図 40 で図示したが、エネルギーコストの高低に従い、低いコストの石炭を選択していくと、図 41 のように石炭消費量が急拡大し、石油、バイオマス、天然ガス、太陽光等のいずれをも大幅に上回るに至ることになる。そこでシェル・スクランブル・シナリオは、特に、バイオマスと太陽光発電を 2040 年代以降急速に導入することで、石炭の多量の利用による環境負荷の増大の軽減を図るシナリオとなっている。



図 41 シェル・スクランブル・シナリオによる 2050 年までの世界のエネルギー消費量予測（単位：エクサジュール（=10 の 18 乗ジュール）／年）

 Scramble	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	EJ per year					
Oil	147	176	186	179	160	141
Gas	88	110	133	134	124	108
Coal	97	144	199	210	246	263
Nuclear	28	31	34	36	38	43
Biomass	44	48	59	92	106	131
Solar	0	0	2	26	62	94
Wind	0	2	9	18	27	36
Other Renewables	13	19	28	38	51	65
<b>Total primary energy</b>	<b>417</b>	<b>531</b>	<b>650</b>	<b>734</b>	<b>815</b>	<b>880</b>

（資料） Shell

現時点で環境配慮を強く働かせることを決断すると、シェル・ブループリント・シナリオとなり（図 42）、スクランブル・シナリオと比べると石炭消費量がある程度抑制され、その分、石油とガスの消費量が増えるとのシナリオとなっている。

図 42 シェル・ブループリント・シナリオによる 2050 年までの世界のエネルギー消費量予測（単位：エクサジュール（=10 の 18 乗ジュール）／年）

 Blueprints	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	EJ per year					
Oil	147	177	191	192	187	157
Gas	88	109	139	143	135	122
Coal	97	137	172	186	202	208
Nuclear	28	30	30	34	41	50
Biomass	44	50	52	59	54	57
Solar	0	1	7	22	42	74
Wind	0	1	9	17	28	39
Other Renewables	13	18	29	40	50	62
<b>Total primary energy</b>	<b>417</b>	<b>524</b>	<b>628</b>	<b>692</b>	<b>738</b>	<b>769</b>

（資料） Shell

## （2）BP 社の予測

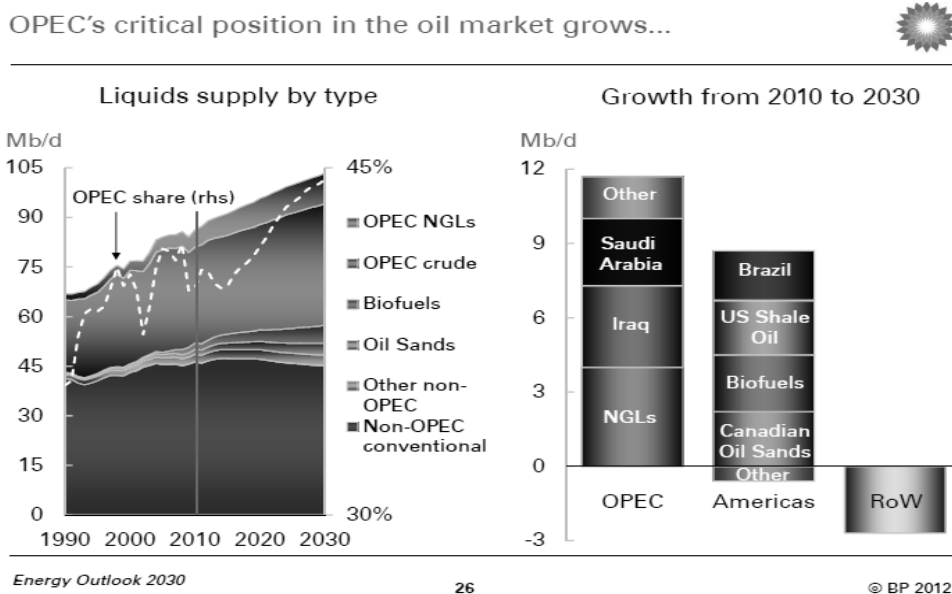
国際石油会社の BP 社は、2030 年までのエネルギー予測（Energy Outlook 2030）を発表している。

図 43 によれば、世界の石油需要は 2030 年には 1 億バレル／日に達する。非 OPEC が在

来型の生産量を減少させ、非在来型を増産し、オイルサンド、バイオ燃料等を増産しても、世界の石油需要量をカバーするために、OPEC の供給増に依存せざるを得ないため、OPEC が世界の供給量に占めるシェアは 2030 年には 45%まで上昇すると予測されている。

図 43 の右側の図で示すように、2010 年から 2030 年に向けての石油供給量の増減は、OPEC が NGL（天然ガス液：Natural Gas Liquid）を 400 万バレル／日程度を増産し、さらにイラクが 300 万バレル／日程度増産し、サウジアラビアも 300 万バレル／日近く増産し、その他の OPEC 諸国も 200 万バレル／日程度を増産することで 1,200 万バレル／日近くの増産が行われると予測されている。北米および中南米でも増産が行われ、カナダのオイルサンド、バイオ燃料、米国のシェールオイル、ブラジルの増産が行われ、在来型の生産量の減退があるものの全体としては、南北・米大陸の大増産が石油類の供給増に大きく貢献すると予測されている。OPEC と南北・米大陸以外の地域では、全体としては 300 万バレル／日近い生産量の減退が生じると予測されている。

図 43 世界の石油供給の 2030 年までの予測（単位：百万バレル／日）

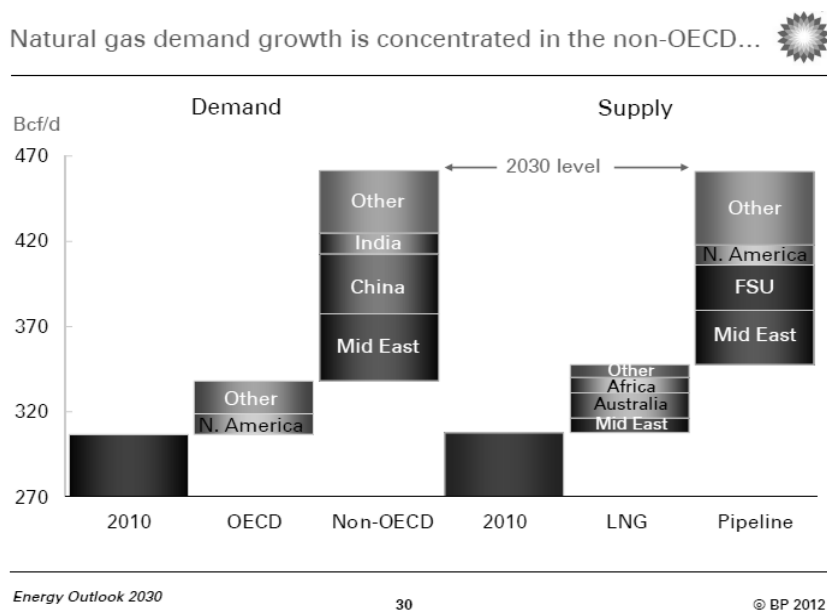


(資料) BP Energy Outlook 2030

天然ガスの需要量と供給量が 2010 年から 2030 年に向けて増大するが、その内訳がどのようなようになるかを示すのが図 44 である。需要増は、北米でも生じるが、主要な増加要因は、中東、中国、インド等の発展途上国において生じると予測されている。供給側としては、LNG がオーストラリア、中東、アフリカで増産されるとともに、その他、パイプラインで中東、旧ソ連、北米での供給増があり、2030 年に向けての需要の増大分がカバーされると

予測されている。

図 44 天然ガス需要量と供給量の 2010 年から 2030 年への変化 (単位: 10 億立方フィート / 日)



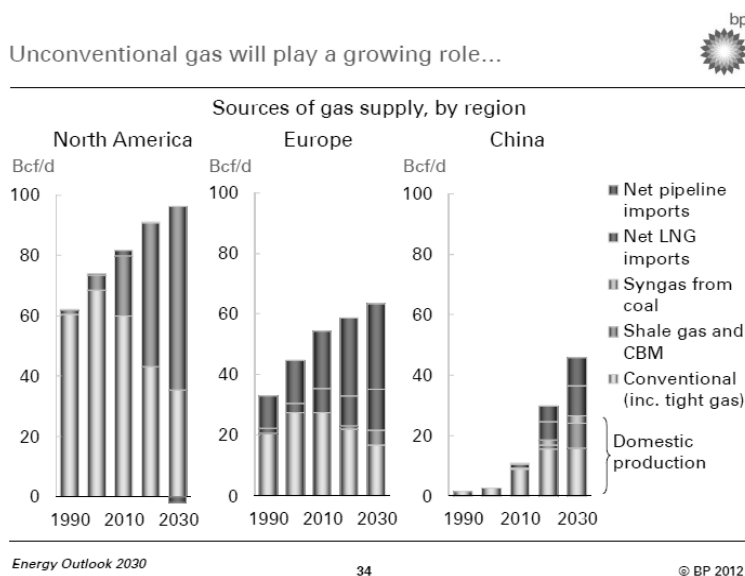
(資料) BP Energy Outlook 2030

北米、欧州、および中国を取り上げて、1990 年から 10 年刻みで 2030 年までの天然ガス生産量と供給量の推移予測を図 45 で見ると、北米では、在来型ガスにタイトガスを含めても、在来型ガスの生産量は 2000 年をピークとして減少に向かうと予測されている。一方、非在来型ガスはシェールガスが増産されることで急増し、北米としてはガス生産量の急増が生じると予測されている。

欧州では、在来型ガスの生産量の減少を、LNG での輸入と、パイプラインでの域外からの輸入でカバーし、需要増に対応するとの予測となっている。シェールガスの生産は欧州では、北米と比べると立ち上がり大幅に遅れて、2030 年に至ってようやく増大を始めるかと予測されている。

中国では、2010 年と比較して、2030 年にはガス需要量が 4 倍に増えると予測されている。在来型ガスの生産量は 2020 年をピークとして減少に向かい、ガス需要増をカバーするために、シェールガスを増産し、LNG 輸入量を増やし、パイプライン経由の輸入量も増大させると予測されている。石炭が豊富な中国では、炭層ガス (CBM) が利用されるとともに、合成ガス (Syngas) と呼ばれる石炭から製造されるガスも 2020 年以降、増産されいくと予測されている。

図 45 世界の地域別の 2030 年に向けての天然ガス生産と供給の予測（単位：10 億立方フィート／日）



（資料）BP Energy Outlook 2030

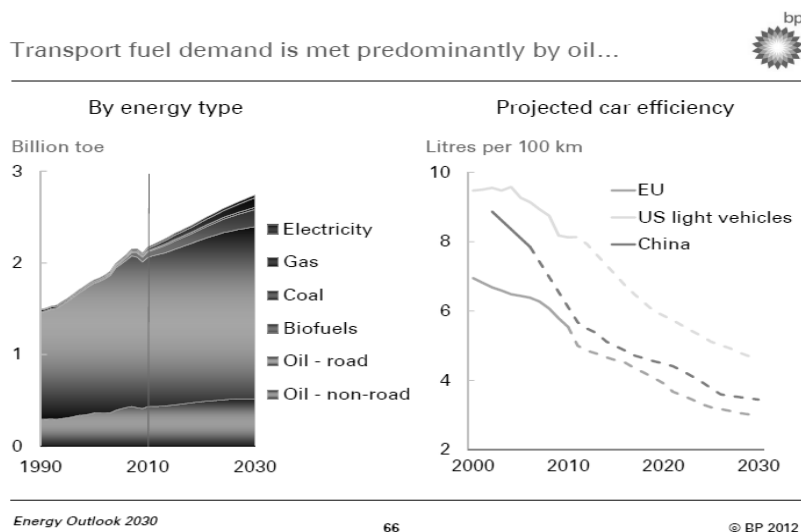
輸送用燃料の世界の消費量の推移を 2030 年まで予測した図 46 の左図を見ると、石油消費量が 2030 年に至っても最も多く、特に自動車用の石油消費量が圧倒的に多い。石油消費量の non-road とある鉄道用・船舶および航空機用等の消費量は、自動車用に比べると 3 分の 1 以下に止まる。

輸送用燃料としてのバイオ燃料、ガス、電気の消費量は、今後若干増えていくものの、2030 年に向けて比率としては小さいままに止まると考えられている。

次に、図 46 の右図の自動車の燃費の推移予測を見ると、2000 年時点と比べても 2010 年には大幅な燃費の改善が、米国、中国、欧州で達成されており、さらに 2030 年に向けて 20 年間でおよそ 2 倍の燃費が達成されるものと予測されている。

図 46 輸送用燃料の世界の消費量の推移予測（左図）（単位：石油換算 10 億トン）および

自動車の燃費の推移（右図）（単位：リットル／100km）



（資料）BP Energy Outlook 2030

図 47 はハイブリッド（HV）とプラグイン・ハイブリッド（PHV）自動車の 2030 年に向けた導入可能性を示している。

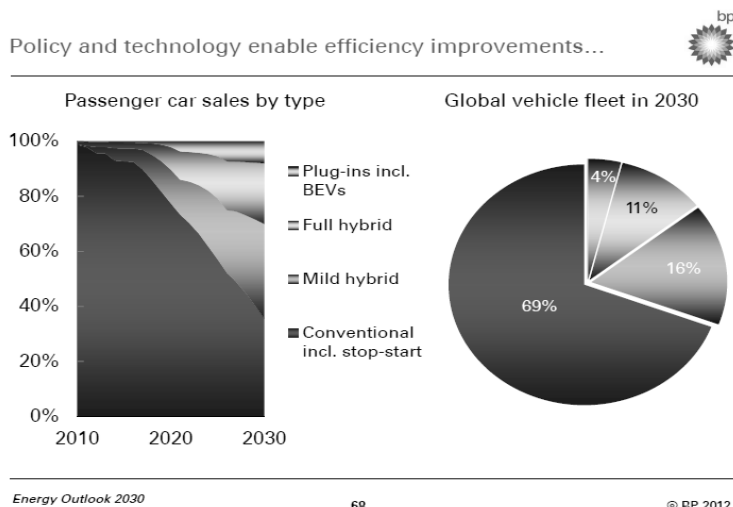
図 47 の左図が 2010 年から 2030 年にかけての毎年の乗用車の販売台数の動向（比率）を示している。2010 年では比率としては在来型（conventional）の乗用車がほぼすべてを占める状態があったが、今後、マイルド・ハイブリッドと呼ばれる乗用車、および、フル・ハイブリッドと呼ばれる形態の乗用車の両方が急速に増大し、2030 年には、乗用車の 6 割がハイブリッド（HV）となると予測されている。

ここでマイルド・ハイブリッドは、主動力源はエンジンで、停止時あるいは発進時のみ小型のモーターでアシストするシステムである。一方、フル・ハイブリッドは、プリウスのようにモーターのみでの走行が可能なシステムのことである。

さらにプラグイン・ハイブリッドの乗用車も一定程度導入されるとともに、バッテリー電気乗用車（BEV）も 2030 年に向けて次第に増えると予測されている。ただし、台数としてはまだ BEV は少ないままとなると予測されている。

図 47 の右図で示すトラック等も含めた世界の全自動車の数に占めるハイブリッド等の比率は、在来型が 69%、マイルド・ハイブリッド自動車が 16%、フル・ハイブリッド自動車が 11%、プラグイン・ハイブリッド自動車が 4%と見積もられている。2030 年にトラック・バス等を含めた全自動車の 31%が HV・PHV 等の新しいシステムの車に置き換わるとの予測は注目される数値である。

図 47 HV と PHV 自動車の 2030 年に向けた導入可能性

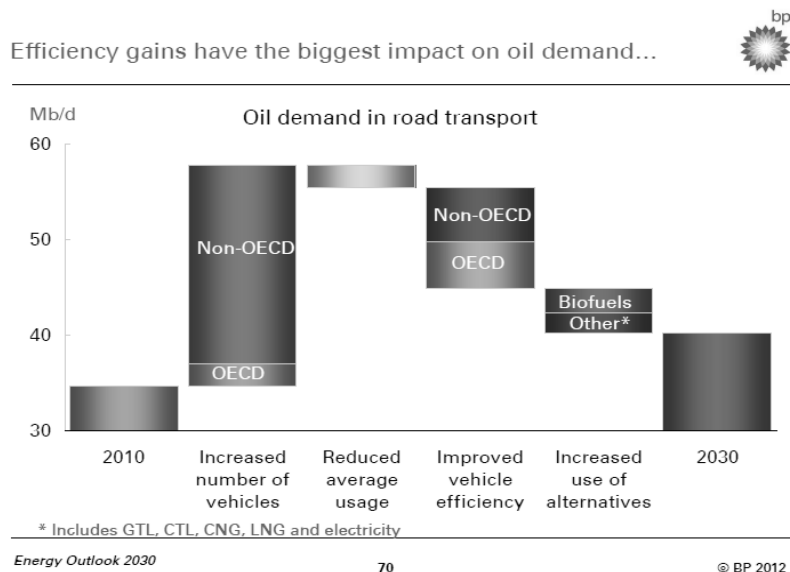


(資料) BP Energy Outlook 2030

世界では今後、輸送用の石油の需要が大幅に増えると予測されている。2010年から2030年の間に自動車の台数が急増すると予測されており、増加台数の殆どが非OECD諸国において生じると見積もられている。自動車台数の増加だけを見た場合には、2,500万バレル／日近くもの石油消費量が2010年から2030年の間で増大してしまうと予測される。しかし、走行距離を少なくし、燃費効率を向上させ、バイオ燃料を用い、また、ガスから製造する液体燃料（GTL）、石炭から製造する液体燃料（CTL）、天然ガス車（CNG）、液化ガス車（LNG）、電気自動車（EV）の導入も行われると予測され、こうした様々な手段が取られることで、石油消費量の増大を抑制する働きが、石油消費量全体から見ると僅かであるが、達成されると予測されている。

こうして、図48で示すように2010年から2030年の間の自動車向けの石油需要の増大は、2,500万バレル／日ではなく、500万バレル／日程度に止まると予測されている。

図 48 世界の輸送用石油の需要量の予測と効率向上の効果（単位：百万バレル／日）



(資料) BP Energy Outlook 2030

化石燃料の輸入量を、インド、中国、EU27カ国、米国の順に、1990年、2010年、2030年と並べて比較したのが図49である。インドと中国では輸入量が増大し、しかも、依存度がインド、中国、EUにおいて高まると予測される。化石燃料の輸入量は、EUにおいては2010年以降は微増となるとみられている。米国では、2030年に向けては、輸入量は減少すると予測されており、他の国・地域とは大きく異なった傾向をたどることになる。

2030年における輸入依存度の数値を見ると、インドにおいては、石油の輸入依存度が91%となっており、天然ガスが47%、インドに豊富な石炭においても40%という高い数値が予測されている。

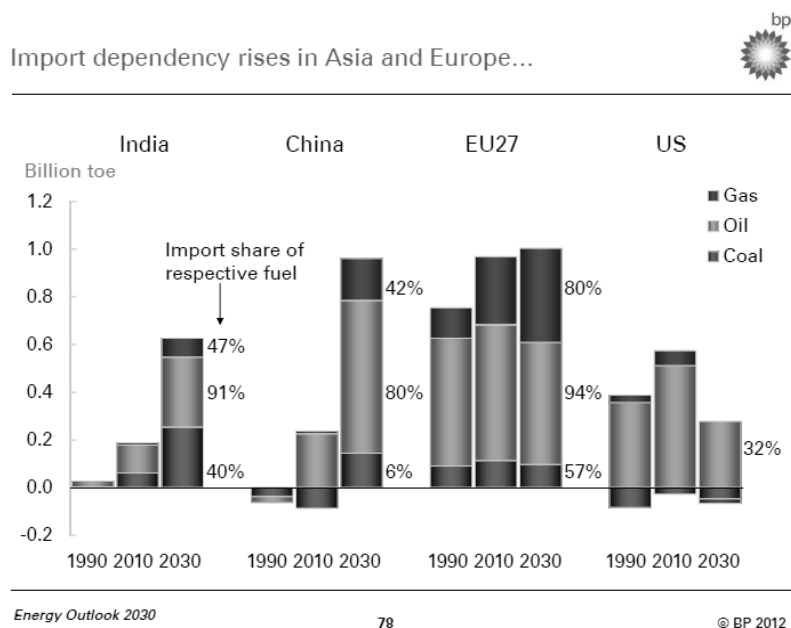
中国においては、2030年における輸入依存度は石油で80%と高く、天然ガスでも42%と依然として高い比率が予測されている。ただし石炭に関しては、輸入依存度は6%に止まるとの予測となっている。

EU27カ国においては、2030年における輸入依存度は石油が94%、天然ガスで80%と極めて高く、石炭では57%と若干低くなっている。

米国では、2030年において、石油のみを輸入しており、32%の輸入依存度となると予測されている。石炭もガスも若干量輸出するとの予測となっている。

輸出入のポジションが似た諸国間では連携する余地が存在するが、米国のように自国で自給できる体制が強化されてくると、例えば、資源がエネルギー豊富なカナダを考えた場合にわかるように、エネルギー獲得のための努力をどれほど費やすかという切実さの点において、政策上、大きな差異が自国以外との間で生じざるを得なくなると考えられる。

図 49 化石燃料の輸入量と輸入依存度（単位：石油換算 10 億トン）



(資料) BP Energy Outlook 2030

図 50 は、BP 社作成の 2030 年に向けた世界のエネルギー需給予測のサマリーである。世界全体として見た場合、エネルギー消費量は着実に増大を続け、輸送用燃料では石油への依存が続くが、燃費効率は確実に向上するとの予測となっている。

エネルギー消費の総量に関しては、OECD 諸国が主導する時代は終わり、非 OECD 諸国が 2030 年では 65% を占めるという途上国主導のエネルギー消費が進むことが予測される。特に注目されるのは中国とインドの動向であり、2030 年では中国とインドを合わせたエネルギー消費量は、世界全体の 34% を占めるとみられる。1990 年では両国を合わせた比率は 11% であったことから見て、飛躍的に両国の重要性（役割と責任も）が高まることを意味している。

世界のエネルギー消費量のエネルギー源別の比率で 1990 年と 2030 年を比較して見ると、化石燃料依存は継続していくことが示されている。1990 年で 38.9% を占め最大の比率である石油は、2030 年に 27.2% となり、石炭 (27.7%) に第 1 位の座を譲ると BP 社は予測している。ガスの比率は 1990 年の 21.8% が 2030 年には 25.9% へと増大すると予測されている。

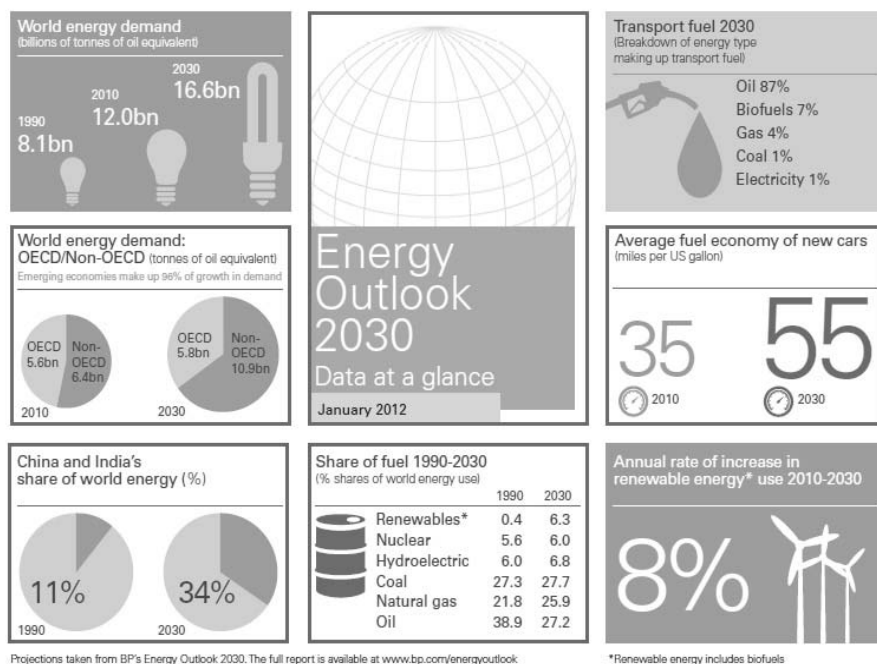
水力の比率は 1990 年の 6.0% が 2030 年には 6.8% へ僅かに増大するのみに止まり、原子力も 1990 年の 5.6% が 2030 年には 6.0% へ僅かに増大すると予測されている。

再生可能エネルギーに関しては、1990 年の 0.4% が 2030 年には 6.3% と大幅な増大が予



測されている。ただし、化石燃料に依存する状況は2030年においても全く変更がないとの予測となっている。

図50 BP社作成の2030年に向けた世界のエネルギー需給予測のサマリー



(資料) BP Energy Outlook 2030

### (3) エクソンモービル社の2040年予測

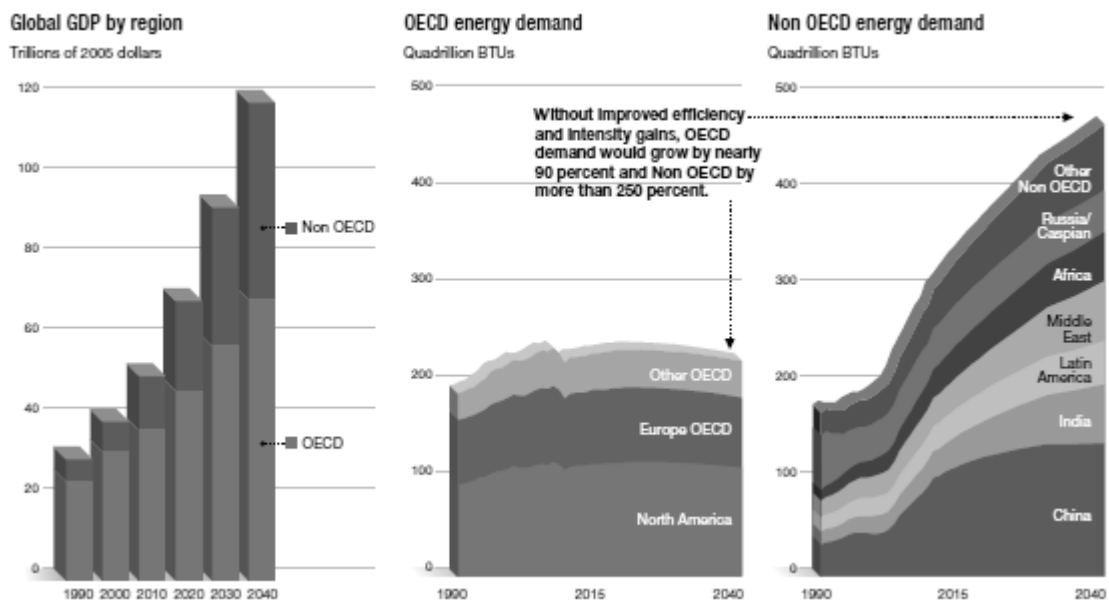
エクソンモービル社が作成した2040年に向けてのエネルギー予測を検討する。図51で、世界のGDPをOECD諸国の合計と、非OECD諸国の合計とに二分して比較すると、GDP総額では2040年に至ってもOECD諸国の合計のほうが多くなっている。ただし、非OECD諸国のGDP合計額は急速に増えていることがわかる。

エネルギー消費量をOECD諸国の合計と、非OECD諸国の合計とに分けて、1990年から2040年までの推移を並べると、OECD諸国では2000年代初頭にリーマンショックで一度減少したあと、いったん増大に向かうものの、その後は、2040年に向けてエネルギー消費量が減少に向かうと予測されている。

一方、非OECD諸国では、右肩上がりで急上昇を続けるとの予測となっている。その内訳を見ると、中国は、2030年程度までは上昇を続けるがその後は比較的安定した状態が維持されると予測されている。インド、中南米、中東、アフリカ、ロシア・カスピ海諸国、その他非OECDともにエネルギー消費量が増大すると予測されている。

エネルギー消費量が減少に向かう OECD と比べ、非 OECD のエネルギー消費量は今後も増大するために、2040 年では非 OECD 合計が OECD 合計の 2 倍以上のシェアを占めることになるかと予測されている。

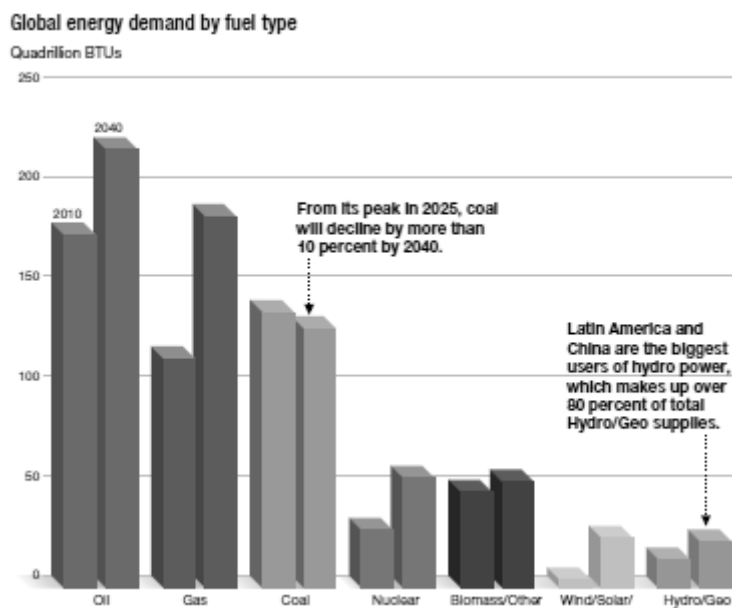
図 51 2040 年に向けた世界の GDP (左図) (単位:兆ドル (2005 年価格))、OECD 諸国および非 OECD 諸国のエネルギー需要動向の推移 (単位:10 の 15 乗 Btu (英国熱量単位))



(資料) [exxonmobil.com/](http://exxonmobil.com/) The Outlook for Energy: A View to 2040

燃料別の世界のエネルギー需要の 2010 年の実績と 2040 年の予測を図 52 で見ると、石油が増大して最大のエネルギー源の地位を維持し、次いで、ガスが急増して第 2 位のエネルギー源となり、石炭は 2025 年をピークとして減少に向かい、2040 年ではピーク時より 1 割減少すると予測されている。

図 52 燃料別の世界のエネルギー需要の 2010 年の実績と 2040 年の予測（単位：10 の 15 乗 Btu（英国熱量単位））



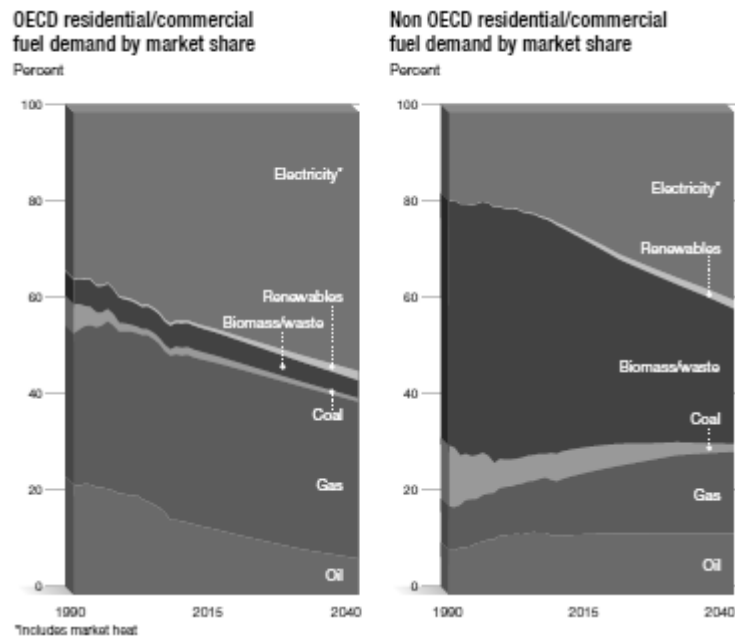
（資料） exxonmobil.com/ The Outlook for Energy: A View to 2040

OECD 諸国と非 OECD 諸国の家庭用／商業用の燃料消費のシェアの推移を、1990 年から 2040 年までたどると、OECD 諸国ではガスと電気が主力である状態から、2040 年に向けてさらに電気の占める割合が増大し、5 割を超えるに至ると予測されている。一方、石油消費の比率は 2040 年に向けて大きく減少すると予測されている。

次に、非 OECD 諸国においては、OECD 諸国とは大きく異なり、バイオマスの消費量が最も多い状態から、電力の消費量が急増し、また石油とガスの消費量が増大してきたのが現在の段階である。今後はさらにガス消費量が増えるが、石油消費量はそれほど増えず横ばいとなる予測となっている。

OECD 諸国と非 OECD 諸国の家庭用／商業用の燃料消費のシェアの内訳が大きく異なっており、今後の動向も異なるという点は重要な指摘である。

図 53 OECD 諸国（左図）と非 OECD 諸国（右図）の家庭用／商業用の燃料消費のシェアの推移（単位：％）



（資料） exxonmobil.com/ The Outlook for Energy: A View to 2040

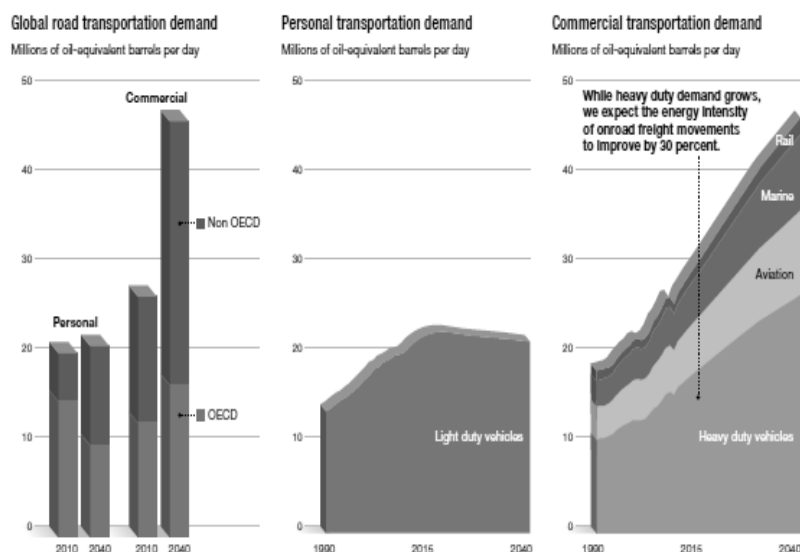
世界の自動車輸送用燃料の消費量（図 54 の左図）を見ると、2010 年から 2040 年の間、自家用車向けのエネルギー消費量は、OECD 諸国で大幅に減少し、非 OECD 諸国で大幅に増大するために、世界全体としては横ばいと予測されている。

商用車向けの燃料消費量は、OECD 諸国および非 OECD 諸国ともに増大すると予測されているが、特に非 OECD 諸国における需要の伸びが大きいとみられる。

自家用車用の燃料消費量の推移（中図）では、2015 年頃をピークとしてその後、エネルギー消費量は減少に向かうと予測されている。

トラック・バス、航空、船舶、鉄道を含んだ商用輸送燃料の消費量の推移の予測によれば（右図）、世界のエネルギー消費量はこの分野では急増を続けることが予測されている。自家用車の需要と、商用輸送のエネルギー消費とが全く異なった動向をたどると考えられる点が重要である。

図 54 世界の自動車輸送用燃料の消費量(左図)、自家用車用の燃料消費量の推移(中図)、商用輸送燃料の消費量の推移(右図)(単位:石油換算百万バレル/日)



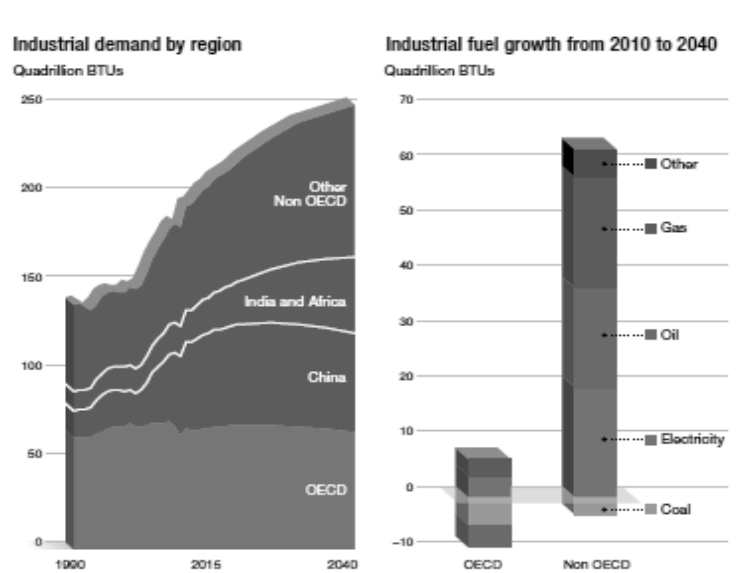
(資料) [exxonmobil.com/](http://exxonmobil.com/) The Outlook for Energy: A View to 2040

国別の工業用エネルギー消費量の推移を 2010 年から 2040 年の間、図 55 の左図でたどると、世界のエネルギー需要は総量として増大を続けるが、OECD 諸国はピークを打って横ばいないし減少に向かい、中国も急増の時代を経て、伸びが抑制される時期に 2030 年以降は入り、若干減少する可能性も出て来ると予測されている。

一方、インドおよびアフリカ、その他の非 OECD 諸国の工業向けのエネルギー消費量は大幅な増大を 2040 年に向けて続けると予測されている。

2010 年から 2040 年の間の工業用エネルギー消費量の増大分の燃料別の内訳を図 55 の右図で見ると、OECD 諸国においては、電力とガス消費が増大するが、石炭と石油は減少し、総量としてはほとんど変化が生じないと見られる。非 OECD 諸国においては、電力、石油、ガスのいずれもが大幅な増加を遂げると予測されており、石炭のみが消費量を減少させると予測されている。

図 55 国別の工業用エネルギー消費量の推移（左図）および 2010 年から 2040 年間の工業用エネルギー消費量の増大分の燃料別内訳（右図）（単位：10 の 15 乗 Btu（英国熱量単位））



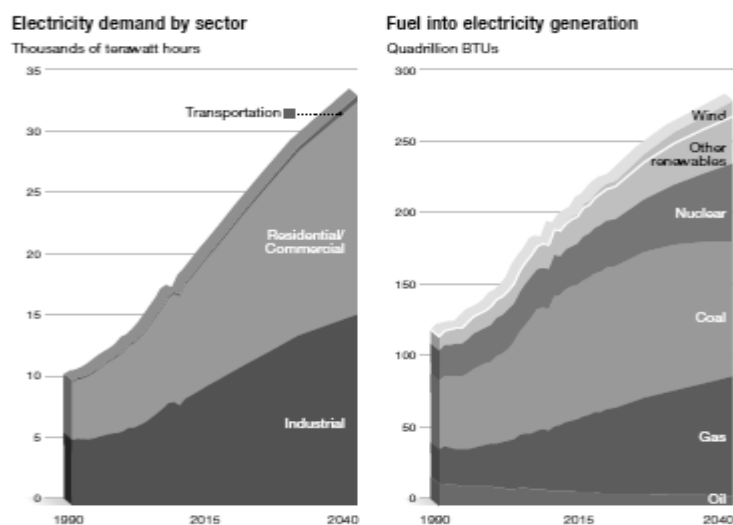
（資料） exxonmobil.com/ The Outlook for Energy: A View to 2040

世界の電力消費量の 2040 年に向けた分野別の予測では、工業用と、家庭用／商業用の両方がともに増大し、2040 年においてもほぼ同じ消費量を占めると予測される。

発電用燃料の推移予測（図 56 の右図）によると、発電においてはガスへの依存度が高まり、石炭への依存度は 2030 年頃に向けて依然として漸増すると見られるものの、2030 年以降は若干減少する傾向が生じると予測されている。

原子力、風力その他再生可能エネルギーも 2040 年に向けて着実に増大するとの予測となっている。

図 56 世界の電力消費量の分野別の予測（左図）（単位：10 の 15 乗ワット時）および発電用燃料の推移予測（右図）（単位：10 の 15 乗 Btu（英国熱量単位））

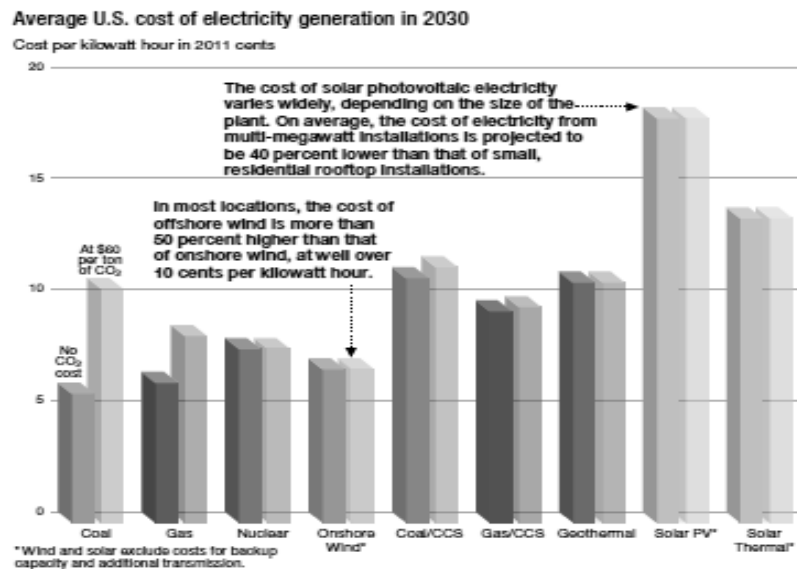


（資料） [exxonmobil.com/](http://exxonmobil.com/) The Outlook for Energy: A View to 2040

米国の 2030 年における発電コストを図 57 では予測している。石炭は CO<sub>2</sub> コストを含まなければ最も安価であることがわかる。ガスも安価であるが、燃焼による CO<sub>2</sub> 排出があり、CO<sub>2</sub> 排出分の環境コストを考慮すると原子力のほうが安くなることを図 57 は示している。陸上風力も（十分な風速が得られるところであれば）競争力を持つことが示されている。

石炭を使用することで発生する CO<sub>2</sub> を地下貯蔵（CCS）する場合には、石炭価格は上昇してしまうことがわかる。ガスの CCS も高コストをもたらしてしまう。地熱もコストは高く、また、太陽光発電はさらに高く、太陽熱利用のコストは、太陽光発電よりは安価となっている。

図 57 米国の 2030 年における発電コスト（左棒：CO<sub>2</sub> コストを含まず。右棒：CO<sub>2</sub> コスト含む）（単位：ドル/kWh、2011 年コスト）



（資料） [exxonmobil.com/ The Outlook for Energy: A View to 2040](http://exxonmobil.com/The_Outlook_for_Energy:_A_View_to_2040)

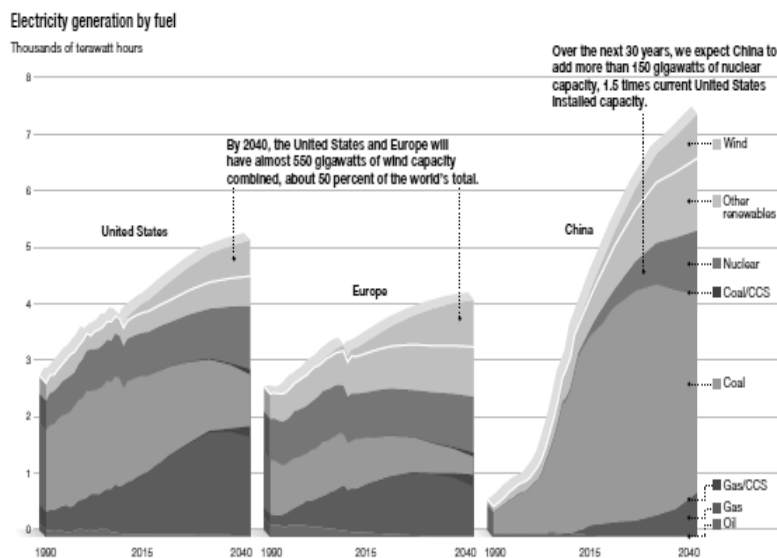
米国、欧州、中国の発電燃料の推移を図 58 で 1990 年から 2040 年まで見ると、米国ではガス発電が急増しており、石炭火力の利用が抑制されるに至っている。米国では原子力は中長期的に見ると増大傾向にあり、その他、風力等の再生可能エネルギーは増大傾向をたどっている。

欧州においてもガス火力の利用が急拡大しており、一方、石炭火力の利用は縮小する傾向にある。原子力は今後も増大する見込みである。欧州では風力の導入が極めて積極的に進められている。ただし、風力以外の再生可能エネルギーの導入はゆっくりとしか進まないとの予測となっている。

中国においては、石炭消費量が 2030 年頃に向けて増大するが、その後はむしろ減少すると予測されている。一方、天然ガスの利用量は増大を続けると予測されている。また、原子力、風力、および風力以外の再生可能エネルギーも増大を続けると予測されている。



図 58 米国、欧州、中国の発電燃料の推移（1990 年から 2040 年まで）（単位：10 の 15 乗ワット時）

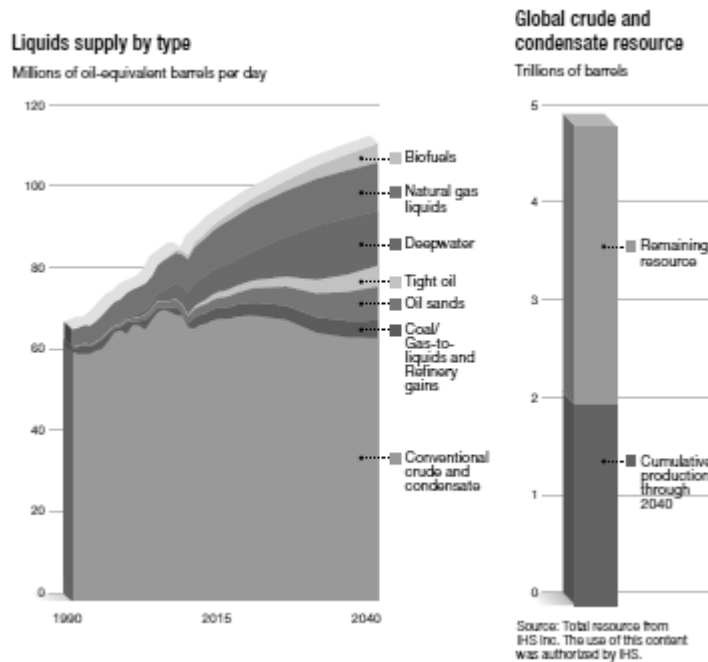


（資料） [exxonmobil.com/](http://exxonmobil.com/) The Outlook for Energy: A View to 2040

世界の石油類の供給量の推移を図 59 の左図で見ると、在来型の石油の生産量（含む NGL：天然ガス液）は 2000 年代初めをピークとして減少に向かうと考えられている。石油の供給は、深海（Deepwater）、NGL、オイルサンド、タイトオイル、バイオ燃料等の増産に依存している。

次に、世界の原油およびコンデンセートの埋蔵量を右図で確認する。およそ 5 兆バレル近くの石油の確認可採埋蔵量が存在すると言われる中、2040 年時点で見ても、すでに生産済みとなる原油およびコンデンセートは約 2 兆バレルと見積もられており、約 3 兆バレルという多量の石油埋蔵量が 2040 年時点でも依然として存在することがわかる。

図 59 世界の石油類の供給量の推移（左図）（単位：石油換算百万バレル／日）および世界の原油およびコンデンセートの埋蔵量（右図）（単位：兆バレル）

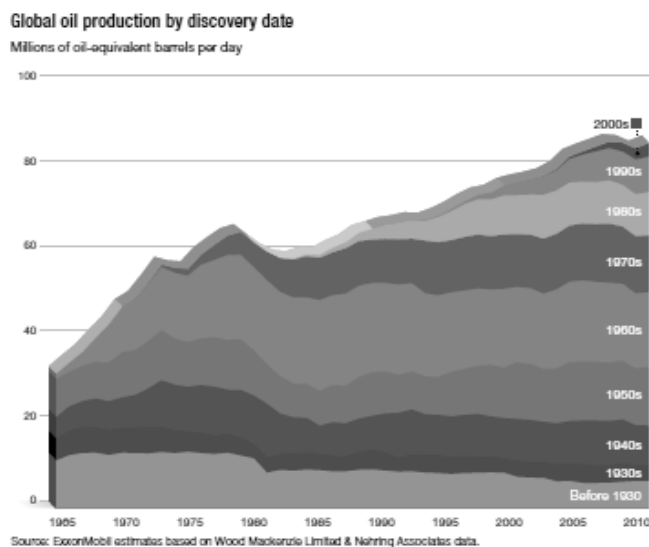


（資料） exxonmobil.com/ The Outlook for Energy: A View to 2040

世界全体で石油発見の可能性が低下してきている点を図 60 で確認する。1930 年以前、そして 1930 年以後を 10 年間隔の刻みとして、油田が発見された年で区分するとともに、その 10 年ごとの発見年で分けられた油田からの生産状況で生産量を分類して示すと、図 60 が作成できる。まず、1960 年代に発見された油が長期にわたり世界の石油生産を支えてきたことがわかる。その他、1970 年代の発見、1950 年代の発見等、この 1960 年代の発見の前後の年が中心となって、現在の世界の石油生産量を支えている。ただし、2000 年代以降の発見は、殆ど世界の石油生産量の増大に貢献できていないことがわかる。

世界的に見て、石油生産量は、過去の発見という「遺産」に依存して維持されている状態となっている。

図 60 世界の石油生産量の発見年代別の推移（単位：石油換算百万バレル／日）



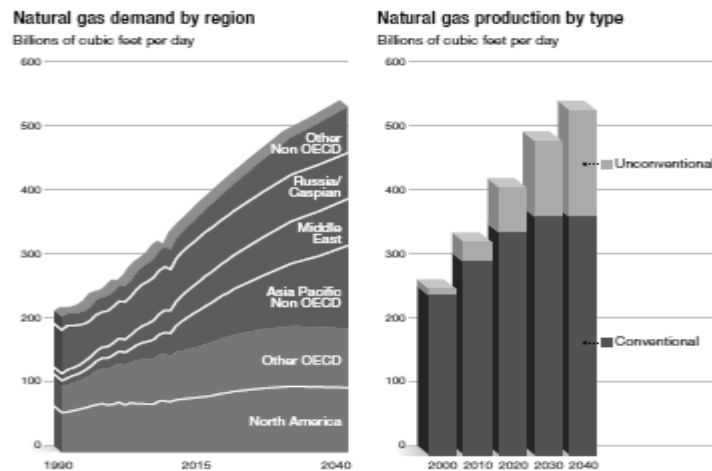
（資料） [exxonmobil.com/](http://exxonmobil.com/) The Outlook for Energy: A View to 2040

世界の天然ガスの地域別の需要量の推移を図 61 の左図で見る。次いで、世界の天然ガス生産量の在来・非在来別の推移を図 61 の右図で確認する。

図 61 の左図を見ることで、世界のガス需要量は 1990 年から 2040 年の間で 2.5 倍増となると予測されていることがわかる。2010 年から 2040 年の間だけでも 2 倍増となっている。世界のガス需要が増大する予測の内訳は、OECD の需要は伸びず、2030 年代でガス需要の伸びは頭打ちとなり、他方、非 OECD のアジア太平洋、中東、ロシア・カスピ海、その他非 OECD 諸国がいずれも需要を増やすことで世界のガス需要増がもたらされることが示されている。

図 61 の右図は、世界の天然ガス生産量の在来・非在来別の推移を示しているが、2030 年頃までは在来型の生産量が着実に増大して世界のガス供給の増大を支える役割を果たすことが示されている。非在来型ガスの生産の増大が本当に世界のガス生産増をもたらす支え役を果たすようになるのは、2030 年以降であると考えられている点が興味深い。

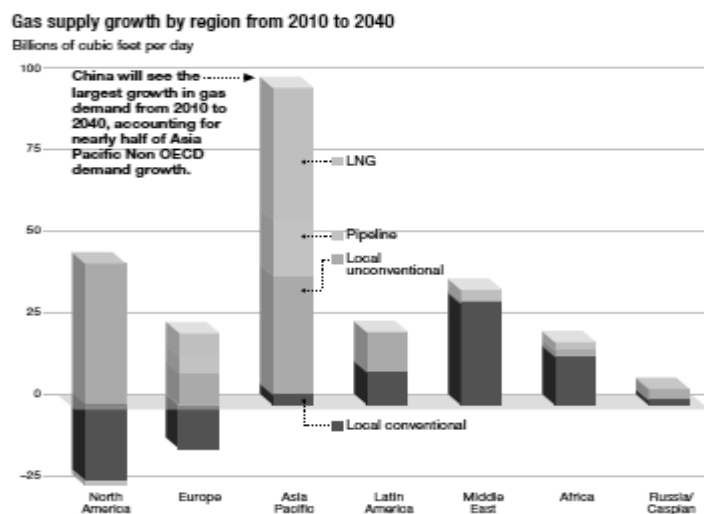
図 61 世界の天然ガスの地域別の需要量の推移（左図）および世界の天然ガス生産量の在来・非在来別の推移（右図）（単位：10 億立方フィート／日）



（資料） exxonmobil.com/ The Outlook for Energy: A View to 2040

世界のガス供給量の 2010 年から 2040 年の間の増大部分の内訳を図 62 で見ると、それぞれの地域ごとにガス需給の状況に大きな差が存在していることがわかる。北米では、在来型ガスの生産は減少し、非在来型のガスの増産が供給増大をもたらす。欧州でも、在来型ガスの生産は減少し、非在来型のガスの増産と LNG 輸入量の増大、パイプラインでの供給量の増大が、ガス供給の増大をもたらす。アジア太平洋地域では、LNG 輸入量の増大、地域内での非在来型ガスの供給増、パイプライン経由の輸入量の増大、そして部分的であるが地域内の在来型ガスの供給増が、全体としてガス供給増を支える構造となっている。中南米では、地域内の在来型と非在来型の両方での増産が供給増をもたらす。中東では、地域内の在来型ガスの生産増が供給増をもたらす。アフリカでは在来型ガスの生産増が供給増大をもたらす。ロシア・カスピ海地域では、供給増の量は少ない。以上のように、2040 年までのガス供給量の増大部分がどのようにしてもたらされるかは、地域差が大きい。特に注目されるのは、アジア地域のガス需要の大幅増、それに北米での非在来型のガスの増産である。

図 62 世界のガス供給量の 2010 年から 2040 年間の増大部分の内訳（単位：10 億立方フィート／日）

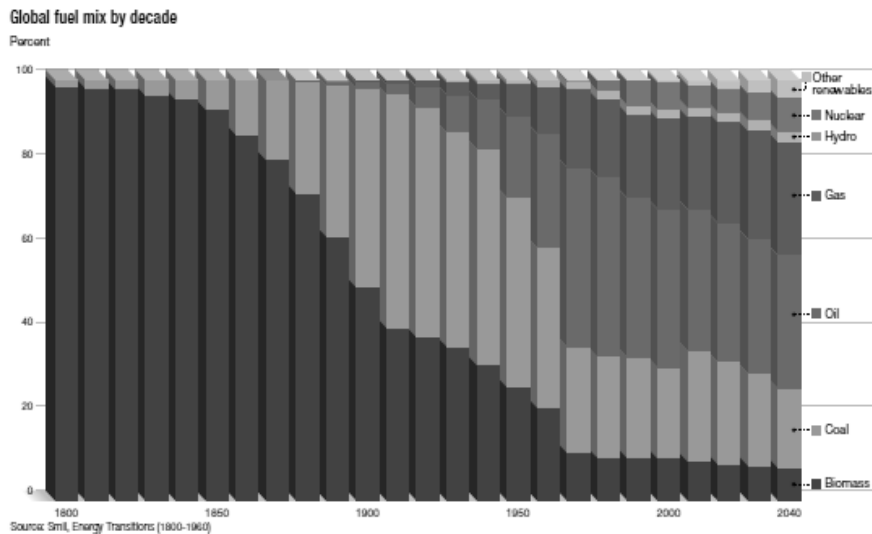


(資料) [exxonmobil.com/](http://exxonmobil.com/) The Outlook for Energy: A View to 2040

1800 年から 2040 年までという超長期のエネルギー源別の比率の変化がどのように推移すると考えられるかを、図 63 を用いて検討する。エネルギー源別の比率は、当初のバイオマスがほぼ独占に近い使われ方をする状況から変化し、1900 年代前半で石炭が主体となり、さらに、1950 年以降に急速に石油が主体の状況に移行している。2040 年まで見た場合には、依然として石油が主体の状況が続くと見られるとともに、ガスの占める比率が拡大すると予測されている。エネルギー源別では、石油、ガス、石炭、原子力、バイオマスという比率の順となると図 63 では予測されている。

エネルギー源は、それらの多様なエネルギーを生産・利用するためのインフラの整備を進めつつ時間をかけて移り変わってきており、急速な変化は難しい。ただし、図 63 で示されるように、50 年程度の単位で大きく変わることが繰り返されてきている。したがって、エネルギー源が絞られてしまい、選択肢が少なくなるよりは、より幅広い選択肢が与えられた中で、より環境に良く、またコスト的にも安価な燃料源が選択できることが望ましいと考えられる。シェールガス革命により、ガス埋蔵量が増大するという時期を迎えることができた以上、与えられた猶予の時間を十分に活かして、より良い選択に向け舵を切っていく必要があると言える。

図 63 世界の燃料消費の歴史と予測（1800年から2040年）（単位：％）



（資料） [exxonmobil.com/](http://exxonmobil.com/) The Outlook for Energy: A View to 2040

#### （４）まとめ 需給予測とシナリオ

以上、シェル、BP、エクソンモービルの需給予測を本節では検討し、また、前節までで、OECDの国際エネルギー機関（IEA）の2011年および2012年の予測、米国のエネルギー省エネルギー情報局（DOE EIA）資料等も比較しながら検討を進めてきた。

いずれの予測においても、2030年、2040年、2050年と世界全体としてのエネルギー需要は右肩上がりであり、2010年前後と比べ、3割あるいは4割も増大することが予測されており、その需要増をどのようにして供給増でカバーしていくかが課題とされていた。しかも、世界のエネルギー需要の増大は、今後は非OECD諸国が中心で生じると予測されており、世界の2人口大国である中国とインドが需要増の主役となることも、予測を発表したIEAおよび各社の共通した認識となっていた。

エネルギー源別では、近年最も多くのシェアを占めてきた石油が、今後も当面、需要量を拡大させるとの予測がいずれの予測においても出されていた。ただし、エネルギー源別の供給量の伸び率を比較すると、ガス供給が最も高い比率で伸びると考えられていた。

その他、原子力と再生可能エネルギーの導入量も今後増大傾向をたどると、いずれの予測も見なしていた。

各予測の間の大きな差異としてあげることができるのは、石炭に関する見方である。シェルの予測（シナリオ）は石炭がより多く選択されると見ており、IEAは石炭消費は抑制されると考え、エクソンモービルはIEAよりもさらに強く、石炭消費は押さえられ、将来的には減少傾向を見せると予測していた。石炭の減少した部分は、ガスの供給増、その

他のエネルギー(石油を含む)の供給増に支えられる必要が生じるとの予測となっていた。

また、いずれの予測においても、自動車用燃料をはじめとして、エネルギーの高効率利用と消費量の抑制が図られることで需要量そのものの押し下げが達成され、そのことによって供給量の確保に余裕が生じ、供給量の決定的な不足が回避され、対応が可能となるとの予測となっていた。

環境負荷の軽減のためにも、エネルギー供給源とその供給方法が各種用意され、燃料の多様な選択肢が確保されている中での選択を各国・各地域で行うことで、より環境に配慮したエネルギーの選択と、エネルギー利用効率の向上、エネルギー弾性値の抑制、産業構造の高度化が可能となるという説明がなされていた。

今後の課題としては次のようにまとめることができる。非 OECD 諸国が中心となるエネルギー消費量の増大の本格化という事態に対しては、マーケットメカニズムに必ずしも全面的には従わない非 OECD の国・政府も存在し続けると考えられ、それらの国がイニシアティブを取る政策を採用する状況への対応が、OECD 諸国側では必要となるはずである。

世界全体から見たエネルギー供給必要量を確保・維持するとともに、需給の調整をいかに図るか、技術進歩を得るために要する費用をいかにして燃料価格に織り込んだ上でエネルギー供給の多角化・多様化を促進させるか等、取り組むべき課題は実に多くある。しかも、非 OECD 諸国には、従来どおりの OECD 諸国が営々と築いてきた制度と枠組みに従うことが自国の利益を阻害するのではとの不信感を抱いている面がある。したがって、新たな枠組み、コンセプトの創造をも促すような、新たな制度、大幅に改良された制度の創造といった挑戦的な取り組みも行いつつ、世界のエネルギー供給増、エネルギー源の多角化の維持、日本のようなエネルギー消費国においては供給源の多様化、さらに技術進歩を進め、しかも、その技術革新を受けた設備更新のために必要となる資金の確保策を練る必要がある。シェルのシナリオ分析で示されたような世界の動向に関する考察を重ね、かつ、一定の将来展望を持ち、そして戦略を持ちつつ臨機応変に、世界の中での役割を果たしていく必要が、日本を含めた世界を牽引すべき主要国にはあると言える。非 OECD 諸国が大きな役割を果たす複雑化した時代が始まろうとしているだけに、シェールガス革命を画期とした世界のパラダイムシフトの意義を踏まえた、政府の政策対応、企業の戦略対応が必要となっていると考えられる。

## 参考文献

頁岩気地質与勘探開発実践叢書編委会編（2010）『中国頁岩地質研究進展』石油工業出版社

### エネルギー企業発表のデータ、および将来予測

BP 統計 2012 年版、同 2011 年版および BP Energy Outlook 2030

<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>

シェル社シナリオ関連資料 <http://www.shell.com/global/future-energy/scenarios.html>

エクソンモービル社資料 The Outlook for Energy, A view to 2040

[http://exxonmobil.com/corporate/energy\\_outlook.aspx](http://exxonmobil.com/corporate/energy_outlook.aspx)

米国エネルギー省エネルギー情報局資料

International Energy Outlook 2011 <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>

Annual Energy Outlook 2012 <http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/index.cfm>

OECD IEA 資料 World Energy Outlook 2012、World Energy Outlook 2011

<http://www.worldenergyoutlook.org/>





## 第2章 シェールガス革命がもたらす変化

野神 隆之

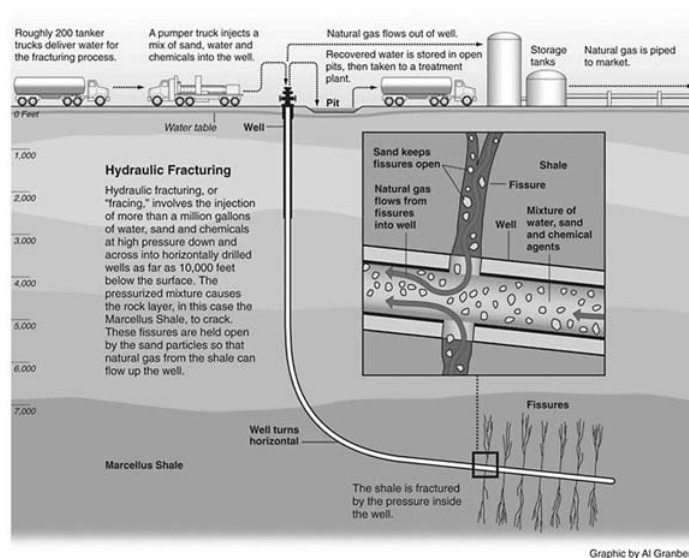
### はじめに

本章では、シェールガスの開発と生産の動向について述べることにする。これにはシェールガスとはどのようなものであるか、ということや、その資源の賦存状況、また米国を中心とするシェールガス開発・生産の経緯と現状、世界天然ガス市場に対する影響、さらには今後の見通し。そして、米国外でのシェールガス開発・生産の世界的動向とその見通しを含む。最後には日本への影響についても触れることとしたい。

### 1. シェールガスとは

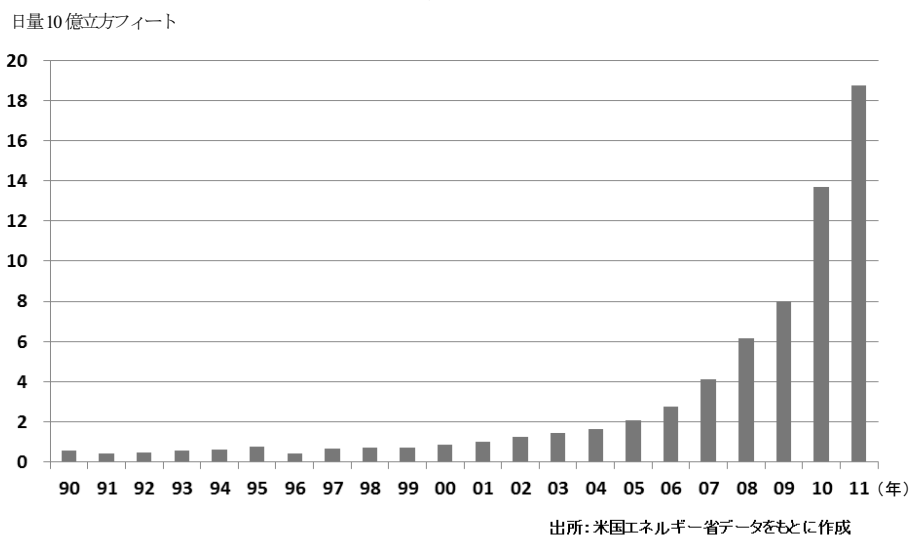
シェールガスは、浸透率 0.001md 以下の低浸透性頁岩（シェール）層に賦存する天然ガスであり、在来型天然ガス資源のように賦存する層における資源の流動性が低く、従って在来型天然ガス資源開発と同様の手法を利用しても十分な生産性と採算性を確保できなかったことから、近年までは、生産水準は低迷していた。しかしながら、1980年代以来米国のシェールガス技術開発に従事していたジョージ・ミッチェル氏が設立した Mitchell Energy が 1998年に水圧破碎（この手法自体は 1940年代から存在していた）を応用することによりシェール層からの天然ガス生産技術の確立に成功した。他方、2002年に Mitchell Energy を買収した米国の Devon Energy が自社で保有していた水平坑井掘削の手法と組み合わせた（図1参照）ことにより、米国でのシェールガス開発が進展、生産が増加するようになった。それでもその後しばらくはシェールガス生産の加速ペースも控えめなものであった。弾みがついたのは 2007年であるが、これはその前の 2005年 8～9月に米国のメキシコ湾にハリケーン「カトリーナ」と「リタ」が襲来し、沖合の天然ガス生産施設に被害を及ぼしたことに伴い、冬場の暖房需要期を前にして同国の天然ガス価格が上昇した（2005年 10月の平均原油価格（NYMEX WTI 原油先物）は 1バレル当たり 62.27ドルであったのに対し天然ガス価格は 100万英熱量当たり 13.43ドル（原油換算 1バレル当たり 80.55ドル）と原油価格以上に高騰したことが判明する）ことと無縁ではない。これにより米国でのシェールガス開発に弾みがつき、生産の勢いが増すこととなった（図2参照）。

図1 シェールガス開発の概念図



出所：ProPublica, <http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national>

図2 米国シェールガス生産の推移



## 2. 世界のシェールガス資源状況

シェールガス資源の賦存量については、米国ではある程度確認埋蔵量（2010年末時点で97.4兆立方フィート、因みに同国の天然ガス埋蔵量は当該時点で317.6兆立方フィートであるので、シェールガスの占める割合は30パーセント強ということになる）が算出されるようになってきたが、米国以外では必ずしも生産が本格化していないこともあり、確認埋蔵量は把握できておらず、以下に示す通り技術的に回収可能な資源量（この場合経済性は

考慮されていない) が推定されているのみである (表 1 参照)。

表 1 世界の技術的回収可能な天然ガス資源量

	Conventional	Unconventional			Sub-total	Total
		Tight gas	Shale gas	Coalbed methane		
E. Europe/Eurasia	144	11	12	20	44	187
Middle East	125	9	4	-	12	137
Asia-Pacific	43	21	57	16	94	137
OECD Americas	47	11	47	9	67	114
Africa	49	10	30	0	40	88
Latin America	32	15	33	-	48	80
OECD Europe	24	4	16	2	22	46
<b>World</b>	<b>462</b>	<b>81</b>	<b>200</b>	<b>47</b>	<b>328</b>	<b>790</b>

出所：IEA “World Energy Outlook 2012” 2012 年 11 月 12 日

別途米国エネルギー省エネルギー情報局 (EIA : Energy Information Administration) が 2011 年 4 月 5 日に発表した「世界シェールガス資源:米国外 14 地域の初期評価」(World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States) で示された世界各国のシェールガス資源に関する技術的回収可能量 (但し題名からも判明する通り世界の全ての国を網羅しているわけではなく、旧ソ連諸国のような在来型天然ガスの大産出国の多くに対する評価はなされていない) を見ると、カナダ、メキシコ、アルゼンチン、ブラジル、南アフリカ、リビア、アルジェリア、フランス、ポーランドにシェールガス生産の潜在性が示されている。全ての国を合計すると 6,622 兆立方フィートとなり、単純には比較はできないが 2011 年末の世界の天然ガス確認埋蔵量 (殆どが在来型天然ガス資源と見られる) が 7,360 兆立方フィートであることを考慮すれば、資源量としては決して少ない量とはいえない。ただ、シェールガス資源に関しては注意しなければならない問題も存在する。それは、使用したデータの問題から技術的回収可能量算定の精度が必ずしも高いものではない、ということである。この結果時間が経過するにつれ、このような数字が変化していく可能性があり、これまでのところ、方向性としては概ね下振れ、という状況となっている。例えば、米国での技術的回収可能なシェールガス資源量は 2009 年 1 月 1 日時点 (2011 年公表) では 827 兆立方フィートであったものが、2010 年 1 月 1 日時点 (2012 年公表) には 482 兆立方フィートと 40 パーセント強下方修正されている他、ポーランドでも当初見込まれた数量から 3 分の 1~10 分の 1 へと評価が引き下げられている。このように資源量の評価については、今後も変更がありうる旨留意する必要がある。

また、資源量が豊富であることと大シェールガス産出国であることは、必ずしも等しくはないことにも注意すべきであろう。米国では一部地域でシェールガス生産が活発化しているが、米国ですら資源は豊富に賦存していると思われるものの、なかなか生産に結び付かない場合もある。これにはいくつか理由がある。まず、環境面である。シェールガス開発の際には水圧破碎が実施されるが、その際に圧入される水（流体）には、水圧破碎によって生じた天然ガスの通り道（フラクチャー）を維持するための砂（プロパント）に加え、地層を溶解させる塩酸、パイプと流体との摩擦を軽減させるポリアクリルアミドのような化学薬品等が 0.5 パーセントの濃度で混入される。そしてこのような化学物質が地下水に流出して水質汚染をもたらす、という懸念が米国の一部地域住民の間で拡大、水圧破碎規制の動きが出てきた。水圧破碎を実施するシェール層は総じて地下水の層よりも深い位置に存在することから、水圧破碎によりフラクチャーに注入された化学物質が地下水のある層に到達する可能性は極めて低いのであるが、このような問題は理屈だけを押し付けても前進しないのが通例であり、住民が問題を理解し納得する、といったことでなければ解決しない。そして住民の理解にはその住民が居住している地域と石油・天然ガス産業との関わりが関係してくる。例えば、テキサス州は長い間米国の石油・天然ガス産業の中心地域であり、住民にとって当該産業は身近なものであった。同州は 2011 年にシェールガス開発業者に対して、添加する化学薬品の内容を州規制当局に提出するとともに、州政府連合が開設しているインターネットサイトで公開する（但し企業秘密に相当する物質はこの限りではない）ことを義務付ける法案を可決するなどして、当該問題は比較的円滑に解決された。しかしながら、ニューヨーク州は石油・天然ガス産業が盛んな場所でもなく、大半の住民も当該産業からは相当程度距離を置いて生活をしているのが普通である。このような場所にも Marcellus といったシェール層が存在するが、住民や地元議員による水圧破碎活動反対運動が発生したため、2010 年 12 月に州政府は水圧破碎を事実上禁止したうえで、2011 年 7 月に規制案を策定した。ただ、これは意見公募を経て正式に制定される予定であったが、2013 年 2 月現在においても当該規制は制定されておらず、当該地域での開発は進んでいない状況にある。ただ、それでも米国（そしてカナダ）は、土地所有者に資源が帰属しており、開発を委託された石油会社が生産する資源の一部を土地所有者も獲得することができるため、開発が進みやすく、また、石油・天然ガス産業基盤が確立しており、インフラも比較的整備されているので、生産された天然ガスの販売も容易である。このような条件を背景として米国はシェールガス生産を急速に拡大させてきた。

### 3. シェールガスによる天然ガス市場の変化

シェールガスが増産されたことにより、特に米国において足元の状況や将来に対する展望を大きく変えてしまった他、その影響が直接間接的に世界のエネルギー市場に及んでいる。2008年以前は特に米国、もしくは欧州では国内、ないしは域内での天然ガス生産はこれ以上伸びないだろうと言われていた。そして不足分を遠隔地から LNG（液化天然ガス）により調達しなければならないとみられていたわけである。それで欧米においても日本同様 LNG 受入基地を設置する必要性が生じ建設が活発化した。ところが LNG 受入基地の建設が活発化するのと並行して米国の天然ガス国内供給がシェールガスによって当初見込みよりも増加してしまったことから、米国の国内天然ガス需給が緩和してしまい（近年同国の天然ガス在庫は軒並み平年幅の上限に位置したり、もしくは超過してしまったりしている）（図3参照）、結果として天然ガスの価格が下落、原油との乖離が大きくなってしまった（図4参照）。それに伴い、米国の LNG に対する需要が低迷した（図5参照）。

図3 米国天然ガス在庫の推移

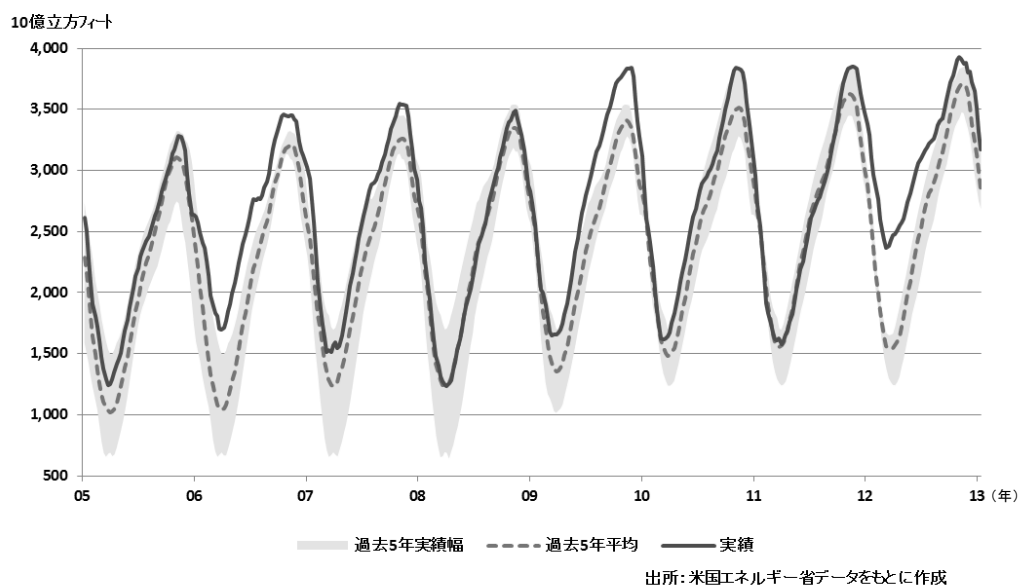


図4 米国の原油と天然ガス価格の推移（2005～13年）

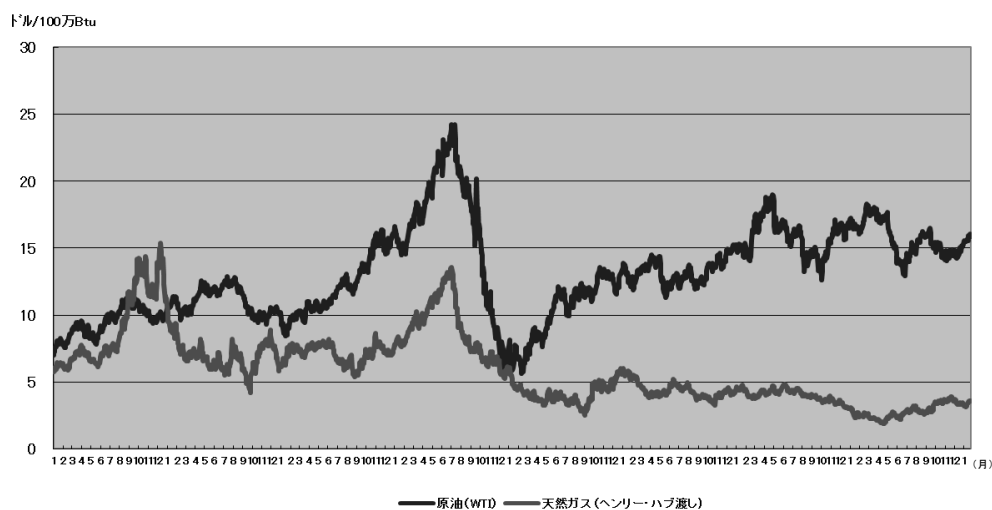
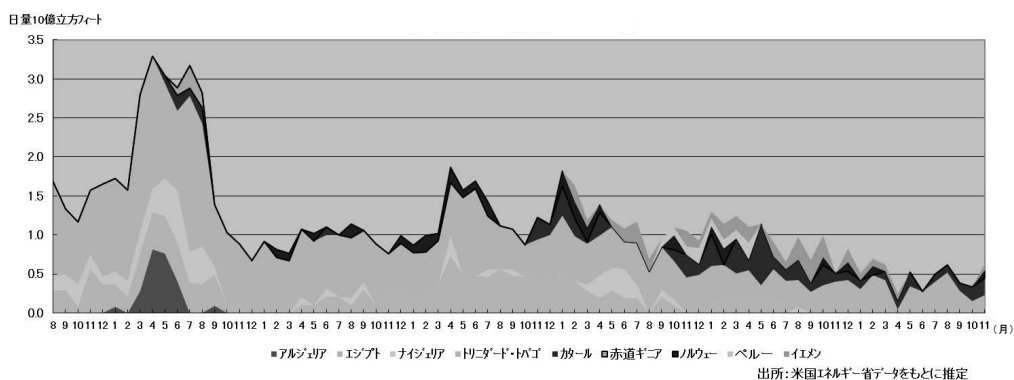
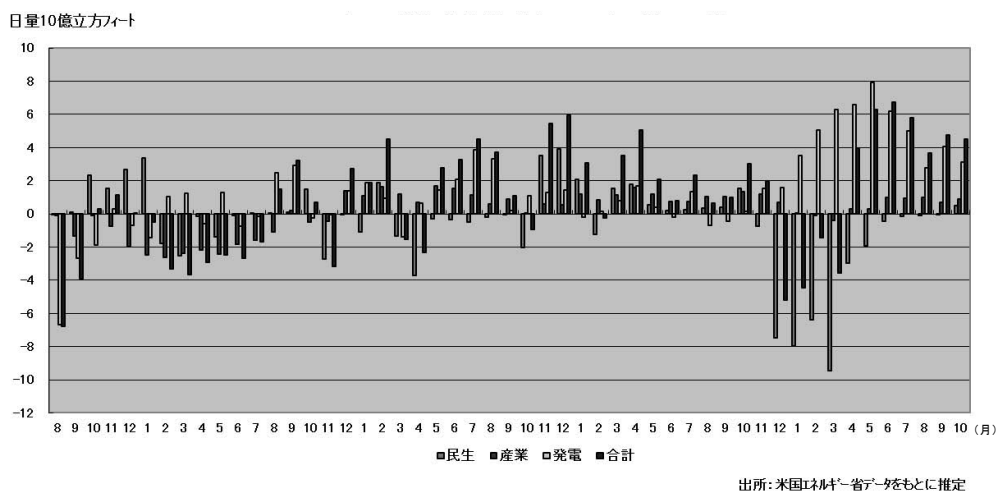


図5 米国のLNG輸入（2006～12年）



また、米国では、シェールガスの増産に加え、2011～12年の冬が記録的な暖冬（2011年12月及び2012年1月が史上4番目に高い平均気温を記録したと伝えられる）であったことから、同国の民生用天然ガス需要が不振となり（図6参照）、その結果天然ガス地下貯蔵量（在庫）も増加傾向となり、3月30日には当該貯蔵量が過去5年平均を60パーセント超過するとともに、EIAは4月10日に発表した短期エネルギー展望（STEO：Short-term Energy Outlook）で同年10月には貯蔵量が4.12兆立方フィートと証明された貯蔵能力（4.10兆立方フィート）に達するとの予測を発表したことから、天然ガス需給が秋場に向け大きく緩和するとの観測が市場で発生した結果、同国の天然ガス価格は下落基調となり、4月19日には100万英熱量当たり1.907ドルと終値ベースでは2001年9月26日（このときの終値は100万英熱量当たり1.830ドル）以来の低水準となった。

図6 米国天然ガス消費増加量（2008～12年、前年同月比）



しかしながら、2011年7月まで100万英熱量当たり4ドル台で比較的安定していた天然ガス価格が8月以降下降局面に突入し10月に100万英熱量当たり3.50ドルに到達して以降、同国の天然ガス生産活動の変調が顕著になり、同国の天然ガス開発向け水平坑井のための掘削装置（主にシェールガス等の非在来型天然ガス資源開発のために用いられる）稼働数が11月から2012年8月にかけて半減した（図7参照）。他方、石油開発向け水平坑井のための掘削装置（主にシェールオイル資源開発のために用いられる）稼働数は増加を続け、12月には天然ガス開発向け水平坑井用掘削装置稼働数を追い越してしまった。シェールオイルを生産する際に随伴で天然ガスが生産されることから、米国での天然ガス生産量は目立って減少しているわけではないものの、2012年に入り頭打ち傾向が見られるようになってきた（図8参照）。

図7 米国天然ガスと原油の水平坑井掘削装置稼働数（2011～13年）

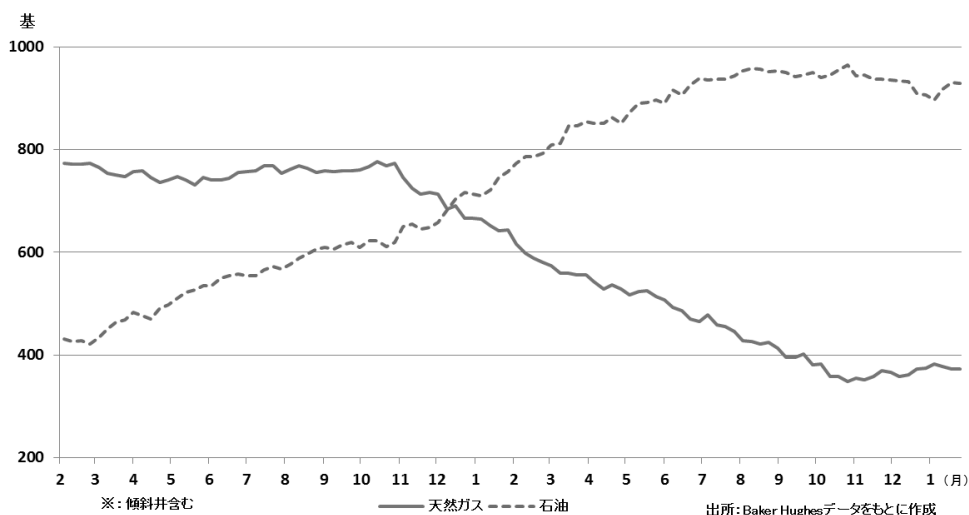




図8 米国国内天然ガス生産量及び見通し（破線）（2009～12年）



他方、価格の下落により需要は旺盛になってきた。特に発電部門においては競合する燃料である石炭の価格を下回ったこと（図9参照）で石炭から天然ガスへと燃料転換が進んだ（図10参照）うえ、米国では2012年は猛暑に見舞われた（米国本土48州では2012年7月は117年ぶりの暑さになったと伝えられる）ため、空調需要を賄うために発電所の稼働が上昇、発電部門での天然ガス需要が前年同月比で二けたの増加率となった。暖冬の影響のなくなった4月以降他の部門も合わせた同国の天然ガス全体の需要も前年同月比で増加に転じた。

図9 米国天然ガス価格と石炭コスト（試算値）（2008～13年）

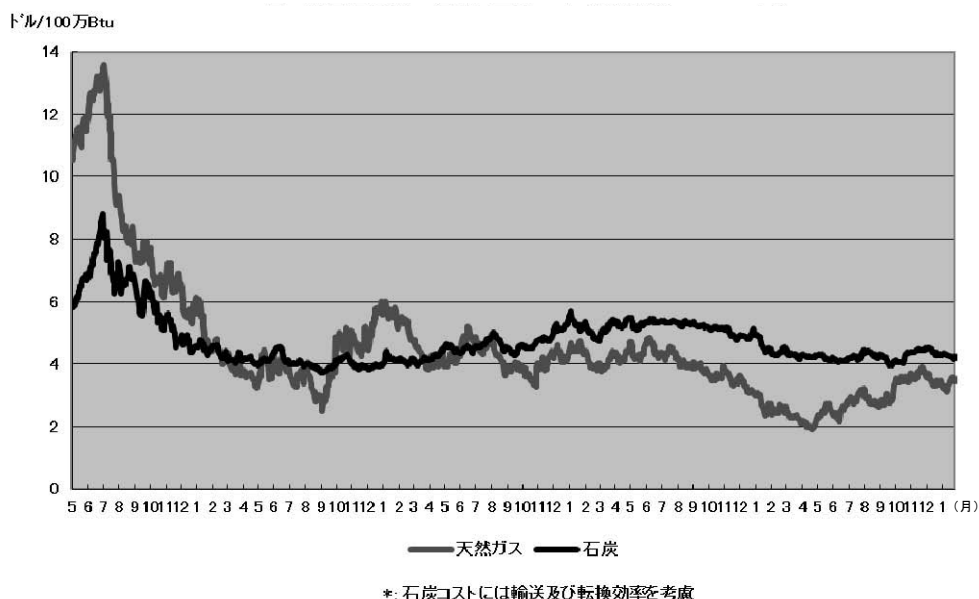
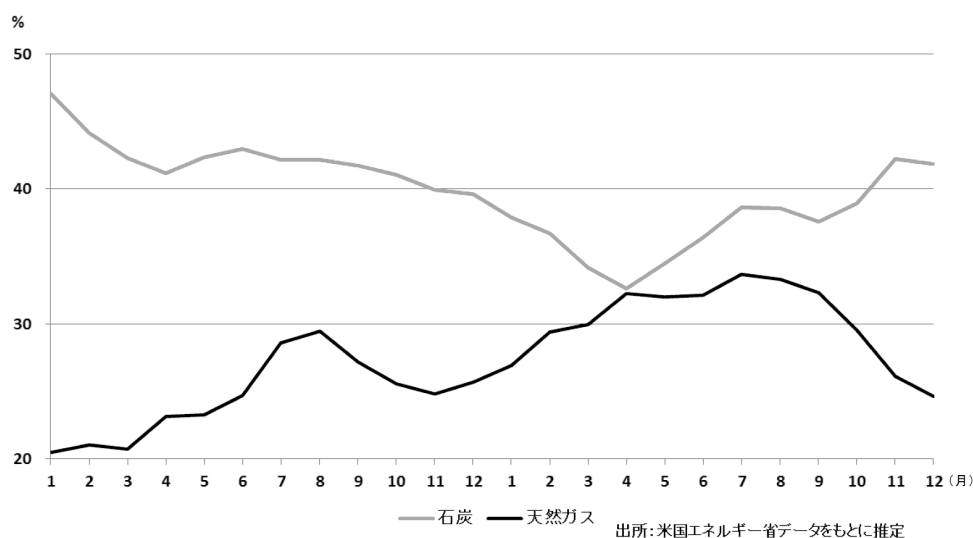


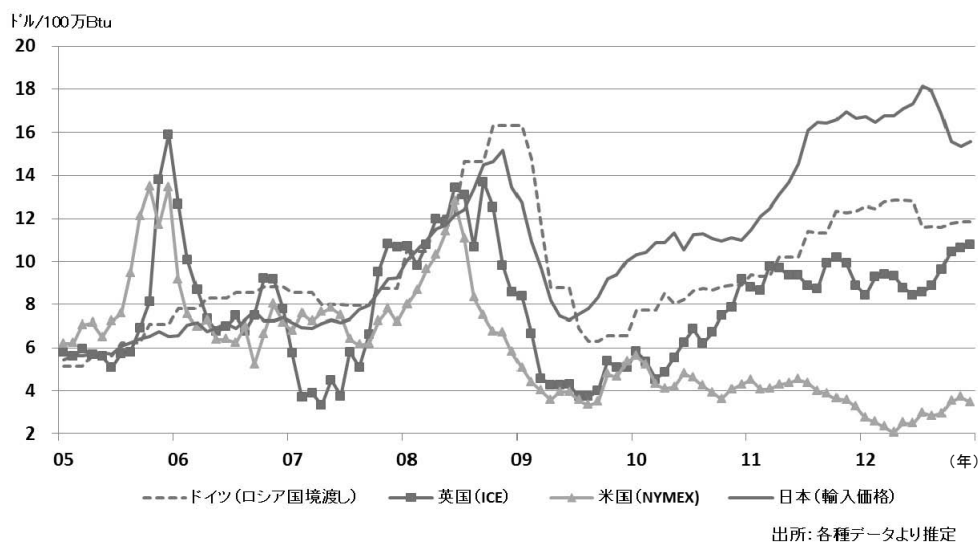
図10 米国の発電量に占める石炭と天然ガスの占有率（2011～12年）



従って、供給が伸び悩んだ反面需要が堅調であったことから、天然ガス貯蔵量の増加速度が鈍化、3月末には過去5年平均比を60パーセント程度超過していた貯蔵量は、その後過去5年平均比での超過率を縮小する方向で推移し、11月10日にはその比率は5パーセントを割り込むなど貯蔵量は平年並みの水準に接近した。このようなことから、天然ガス価格も反転、11月21日には終値ベースで100万英熱量当たり3.903ドルにまで回復した。ただ、これ以上価格が上昇した場合石炭の競争力が復活し一部発電所では天然ガスから石炭への燃料転換が発生、天然ガス需要を妨げることになるとの観測も市場に出てきたこともあり、米国の天然ガス価格は12月以降3.1～3.7ドル程度で推移している。

この米国での石炭から天然ガスへの燃料転換が欧州に影響を及ぼしている面がある。欧州では英国においては基本的に天然ガス需給が天然ガス価格を決定する方式になっているが、欧州大陸では相当部分が石油製品価格に連動した形で天然ガス価格が決定されており、これが英国での天然ガス価格に影響を及ぼしている部分もある。また、アジア諸国による旺盛なLNG需要やイランのウラン濃縮問題を巡る西側諸国との対立の激化により欧州向けLNG輸出が脅かされるのではないかと市場の懸念から、英国での天然ガス価格は100万英熱量当たり8～11ドル台で推移した他、例えばドイツにおけるロシアからの天然ガス輸入価格（月間値）は100万英熱量当たり11～12ドル台で推移するなど、米国の天然ガス価格に比べれば高い水準となっている（図11参照）。

図11 世界の天然ガス価格（2005～12年）



このような環境の下、米国で天然ガスとの競争で劣勢に立たされた石炭が欧州に向けて輸出を増加させた（図12参照）ことが、欧州での石炭価格を抑制した（また、石炭価格に対する下方圧力については中国での需要の減速が影響しているといった面も指摘される）  
 うえ、欧州での再生可能エネルギー買い取り制度で再生可能エネルギーの導入が進んだこともあり当該地域での炭素排出権価格が低下した（また、欧州諸国政府が排出権を供給し続けたことも排出権価格下落のもう一つの要因と言われる）。このため、欧州では2011年の途中から発電部門において石炭コストが炭素排出コスト等と併せても天然ガス価格を相当程度下回るようになった。結果、欧州では発電部門で天然ガスから石炭への燃料転換が進むことになった。2011年の欧州の一次エネルギー需要を見ると、石炭と再生可能エネルギー（水力を除く）の需要が前年比で増加している反面、天然ガス需要が減少を示している（図13参照）。また、欧州一部諸国の債務危機に伴う経済混乱と成長鈍化も天然ガス需要を減少させる一因になっていると考えられる。

図12 米国から欧州への石炭（一般炭）輸出货量

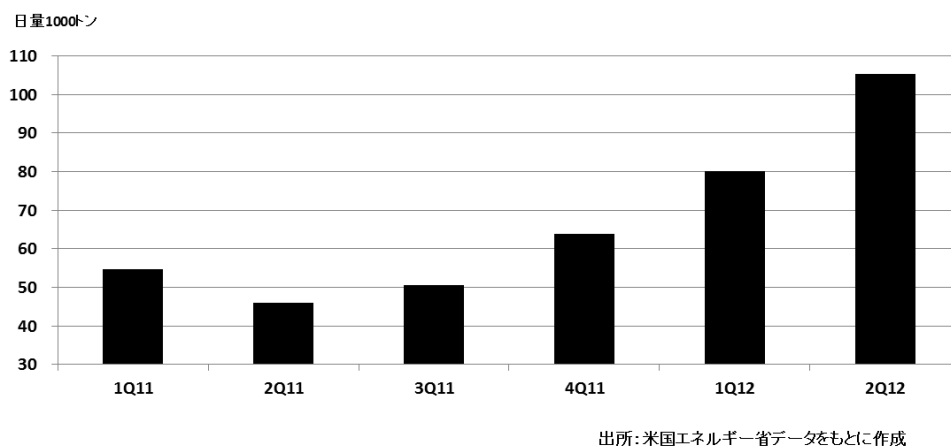
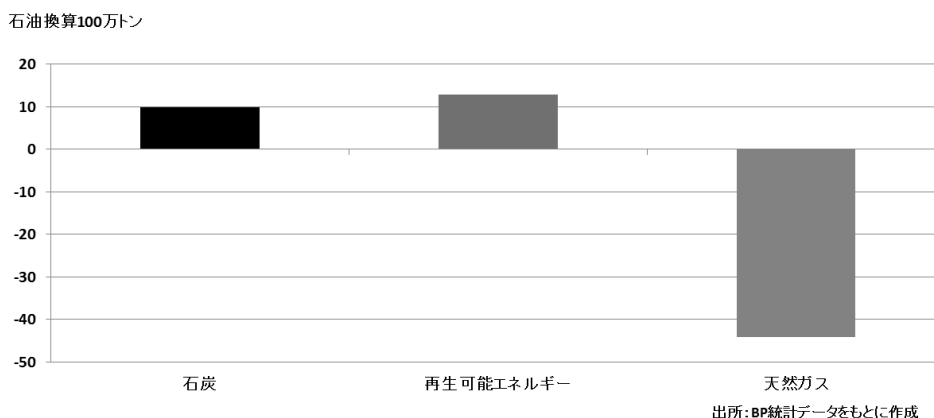


図13 2011年の欧州（EU）の一時エネルギー消費増減



このようなことから、供給面では、しばしば英領やノルウェー領北海での事故や労働者ストライキによるガス田の操業停止に伴い、域内の天然ガス生産が低下した他、夏場を前にしてLNGがアジア諸国に向かった分欧州への純輸入量が減少した（図14参照）ことから当該地域での天然ガス輸入も総じて低迷した（図15参照）ものの、需要が不振であった（図16参照）こともあり、当該地域の需給自体は引き締まったというわけでもなく、地域全体としては天然ガスの貯蔵量は平年並みに増加してきている（図17参照）。

図14 欧州諸国のLNG純輸入量（2002～12年）

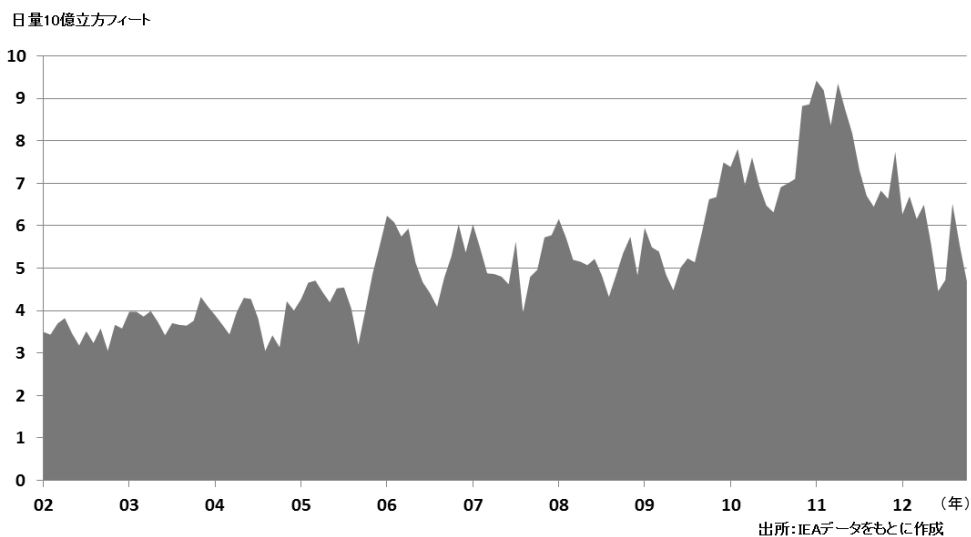


図15 欧州諸国の天然ガス純輸入量（2002～12年）

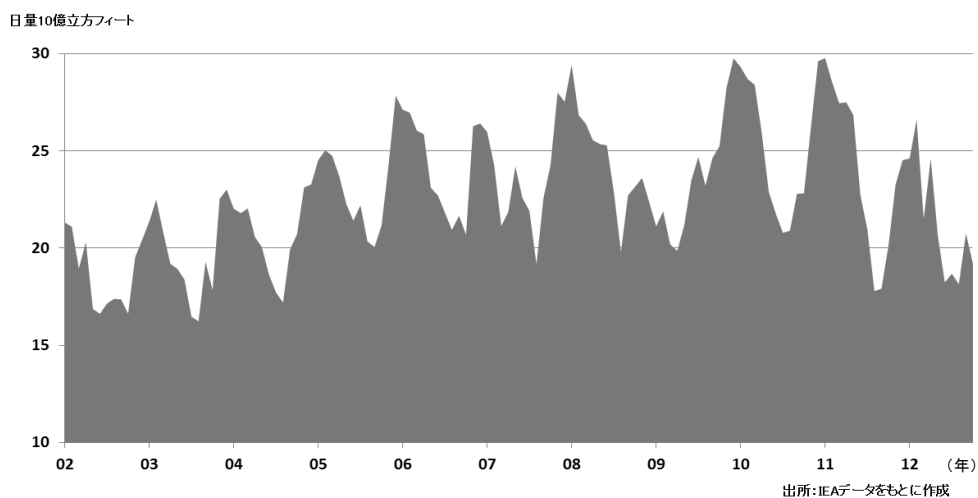


図16 欧州諸国天然ガス需要増加量（2008～12年）

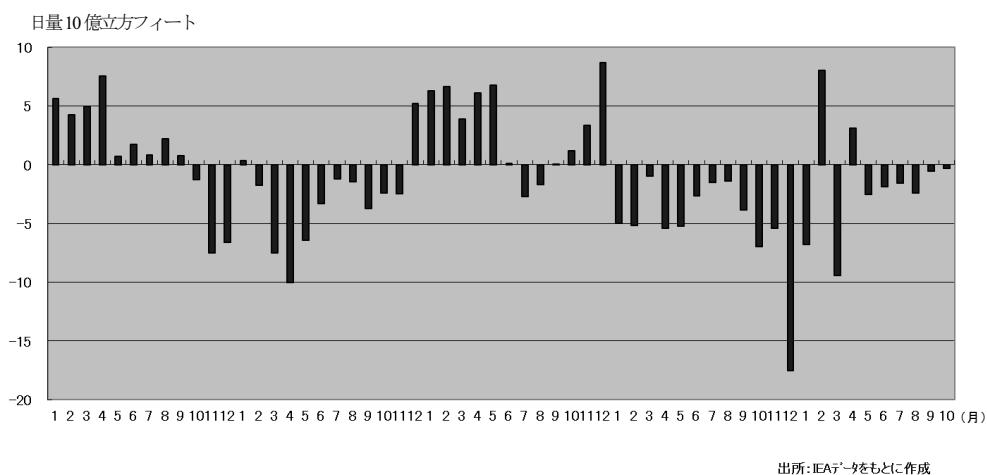
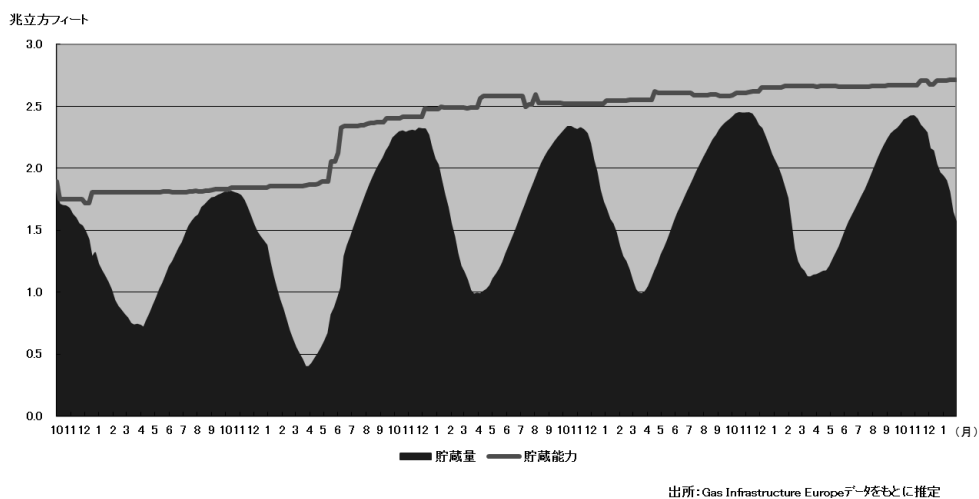


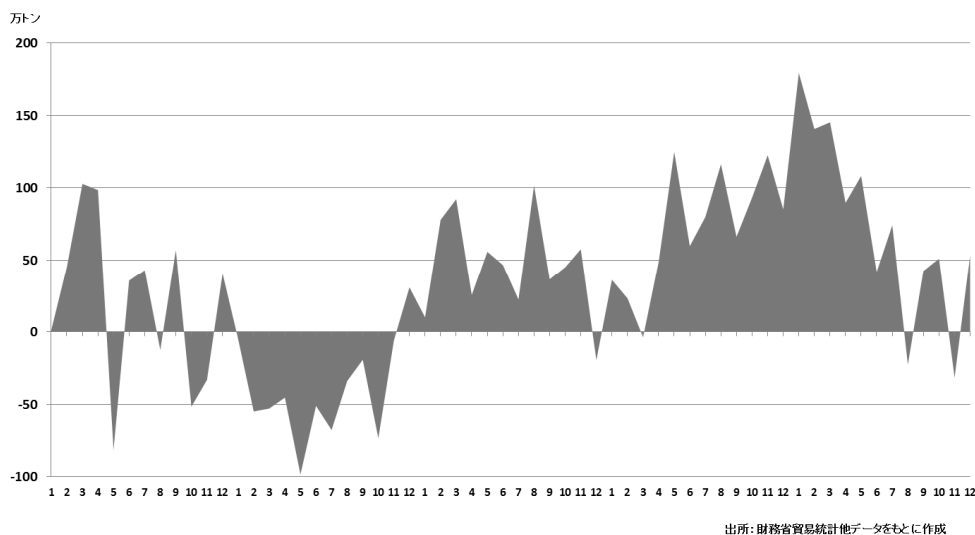
図17 欧州諸国天然ガス貯蔵量（2007～13年）



他方アジア諸国においては、日本における原子力発電所の稼働低下に伴う代替電力供給源としての天然ガス火力発電向けの天然ガス供給確保が活発化した結果、LNGの需要増加

(図 18 参照) に伴い輸入が堅調に推移しており、当該 LNG が欧州に向かう代わりにアジアに向けて輸出されたことが示唆されている。特に夏場の電力需要期を控えた LNG 調達が活発化した 5 月にはスポット価格が 100 万英熱量当たり 18 ドル台半ばに到達した。また 2012～13 年の冬においても日本、韓国、中国で厳冬に見舞われたことに伴い電力や暖房向け天然ガス需要が増加した他、南米ではブラジルで渇水となり水力発電の稼働が低下したことに加えアルゼンチンで国内天然ガス生産が低迷したことから両国からの天然ガス需要が発生したことにより、LNG のスポット価格が上昇傾向となり 2013 年 1 月下旬には 18 ドル台後半の水準に到達した。なお、日本の LNG 平均輸入価格は 2012 年前半にイランを巡る地政学的リスク要因に絡み原油価格が上昇した影響で、7 月（日本の輸入 LNG 価格の変動は原油価格のそれから数ヶ月遅れて発生する）には 100 万英熱量当たり 18 ドルを超過する水準となったと推定される。このように日本での輸入天然ガス価格は近年総じて高水準で推移したが、LNG が不足する、といったことは回避できている。これは、1 つには米国のシェールガスの増産、もう 1 つは欧州での債務危機等に伴う需要の低迷といったことがあったため、それにより例えば一昨年（2011 年）の東日本大震災、原発の停止といったことがあったが日本は何とか天然ガス供給確保ができたというわけである。

図 18 日本の LNG 輸入増減（前年比）（2008～12 年）



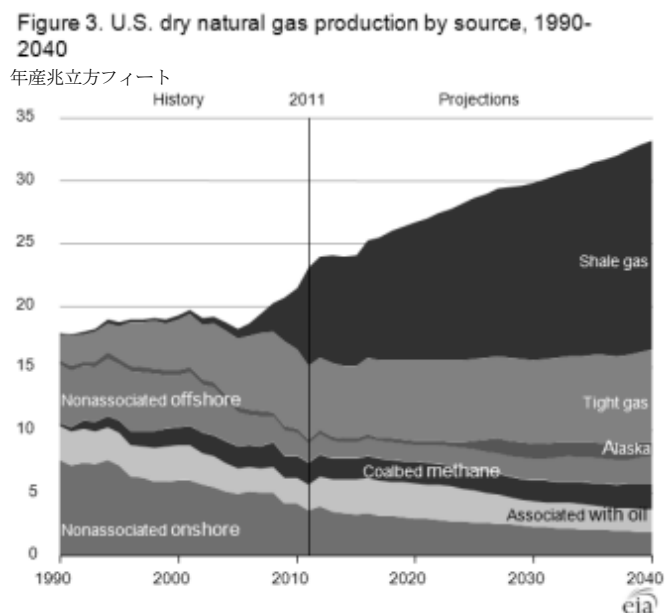
ただ、日本の輸入 LNG 価格はやはり高い。現時点では米国の価格が概ね原油換算で 20 ドル強、イギリスが約 60 ドル、ドイツが 70 ドル程度なのに対し、日本の場合は約 100 ドルとなっている。原油換算すると原油価格とそう変わらない。これはある意味当たり前でもある。日本の天然ガス価格は原油連動型の価格体系になっているから、どうしてもこうした価格になってしまうわけである。従って、米国に比べ日本の天然ガス価格は圧倒的に

高いという議論が出てきてしまう。このため、日本の輸入 LNG 価格をどのようにして引き下げるかが問題となっている。

#### 4. シェールガス生産見通し、そして市場への影響

米国ではシェールガス生産量はどんどん伸びていくと見られている。2010年時点で、米国天然ガス生産全体の23パーセントを占めているが、2035年には生産のうち約半分はシェールガスになるだろうと言われている（図19参照）。シェールガスが先導して米国の天然ガス生産が伸びていくということである。米国 LNG 純輸入見通しであるが、当初はどんどん輸入をしていくと言われていた天然ガスが現在では2010年代の後半からは輸出国に転じると予想されている。（図20参照）。それに伴い米国の天然ガスの価格見通しもどんどん下降修正がなされているところである。当初は2030年に9ドルと言われていたところが、2011年時点の予測では6ドル台となった。ただ、それでも現在のような米国での低価格が継続するとは見られていない。今後掘削が行われ続けるに連れ、より難易度の高い地域での開発・生産に移行するとともに、コストが上昇していくことから、2035年には7ドルといった見通しになっている（図21参照）。

図19 米国天然ガス生産見通し



出所：米国エネルギー省

図20 米国 LNG 純輸入見通しの変化 (2008~30年)

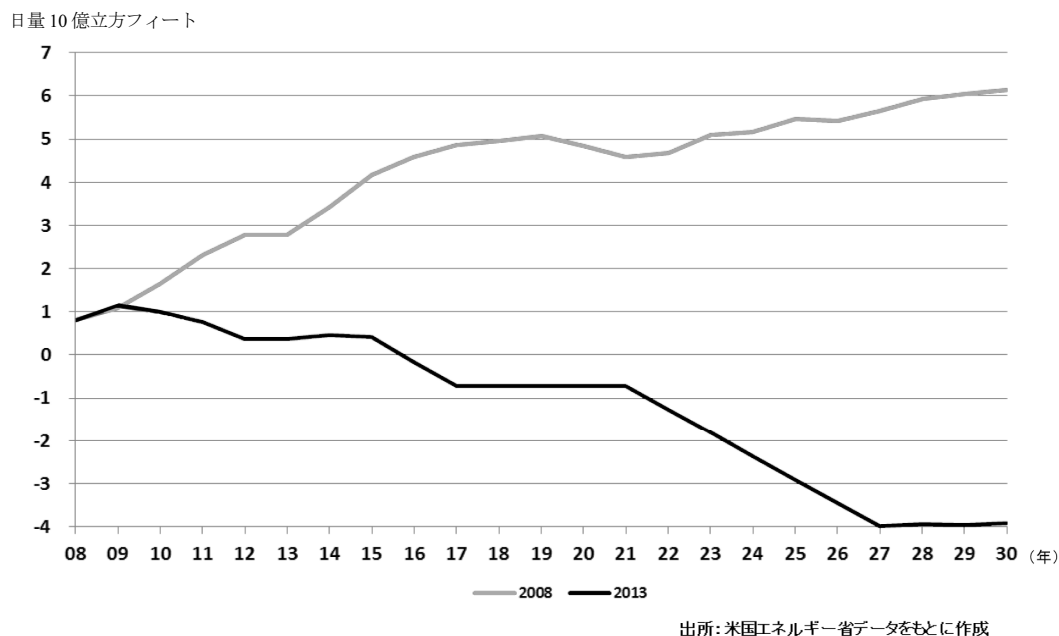
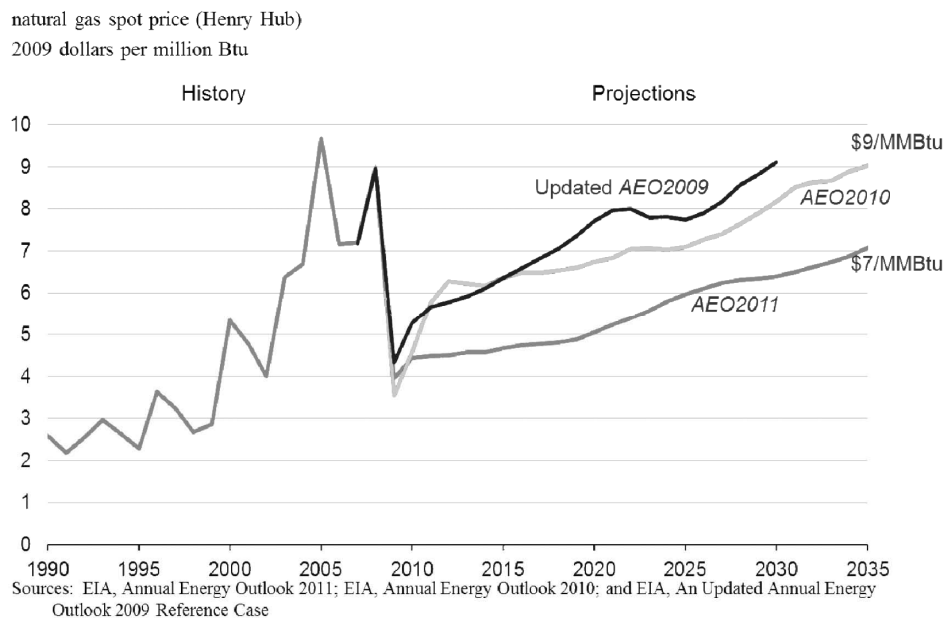


図21 米国天然ガス価格見通しの変化



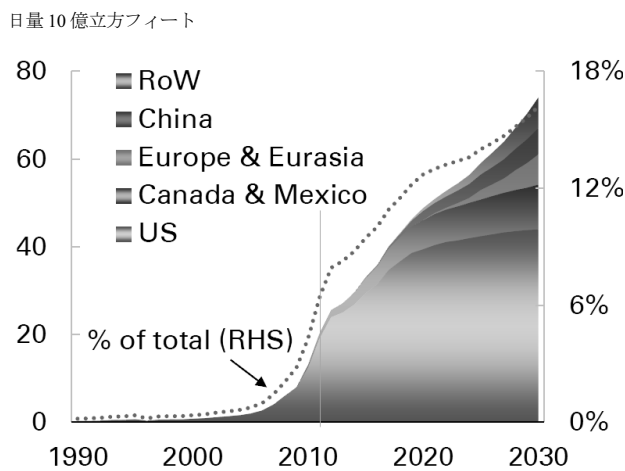
出所: 米国エネルギー省

一方で、北米以外でのシェールガス潜在生産国については、地下資源は国が保有する格好となっており、住民はその恩恵に預かりにくいため、積極的に石油会社等に土地を提供



してシェールガスを開発させるといった展開にはなりにくい。また、一部諸国では外資規制があり、北米でシェールガス開発の経験を積んだ天然ガス会社等が容易に参入できないといった事情がある。また、石油・天然ガス産業基盤が整備されていない場所も多く、欧州などは住民の環境意識も高いため、米国以上に反対運動が発生しやすいといった状況でもある。さらに、そもそも資源がどこにどのように賦存しているかについても必ずしも明確になっていない場合もある。そして、中国のようにシェールガスが賦存していると見られるところが米国に比べて地下深くに存在していたり、水圧破砕に必要な水資源が不足している所に位置していたりする、といった技術的な問題が存在する場合もある（さらに中国は国産のシェールガス開発技術にこだわっているともされており、その習得に時間を要するといった問題もある）。南米ではアルゼンチンでシェールガスの開発が行われ始めたが、労働問題に悩まされていると伝えられる。従って、少なくとも資源の賦存状況を確認、技術上の問題を解決し、環境面を含めた法制や税制の体系を確立したうえで、石油・天然ガス産業基盤の整備を行っていく必要がある。

図 22 世界のシェールガス供給見通し



出所:BP

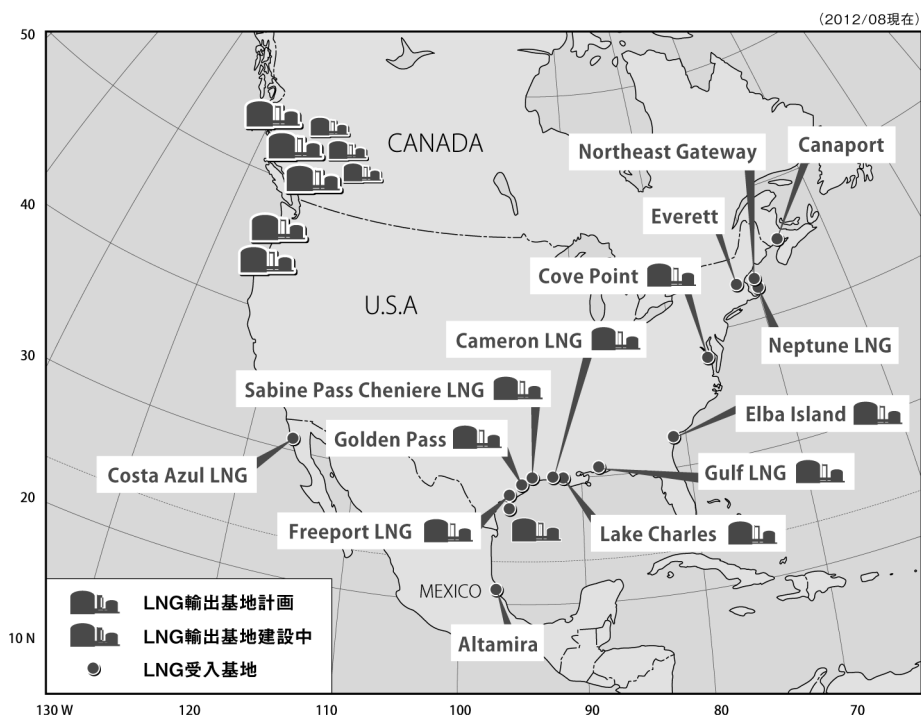
また、現在豪州で CSG（コール・シーム・ガス）というコールベッドメタンと同様のものがあるが、これを一部 LNG 化するプロジェクトが進行していて、2015 年以降輸出されると言われている。しかし、それを除くと以上のような事情から米国以外の諸国でのシェールガス等非在来型天然ガスの本格的な生産は 2020 年以降になるのではないかと考えられている（図 22 参照）。ただ、実は米国でも 2008 年当時は、シェールガスの存在は判明していたけれども、比較的緩やかに開発が進んでいくのではないかと考えられていたところ、予

想外に急速に開発が進んでしまったという事情がある。そういう意味では、北米以外の非在来型天然ガス資源の活用は市場の予想よりも早く進んでしまう可能性があるため、各国の法制・税制整備の進捗状況、企業の進出および開発状況等について今後も十分注視していく必要があるのではないかと考えられる。

シェールガスが世界に出回るにより、天然ガスの価格競争が発生し、価格がどんどん下がっていくといった見解もあるようであるが、実は事態はそう急に展開するというわけではない。少なくとも2015年までは北米からのシェールガスは輸出されないため、それまでは北米以外での天然ガス供給は概ね「在来型天然ガス（LNGを含む）」によりなされるということである。2015年から20年になると「在来型の天然ガス（LNGを含む）と北米および豪州の非在来型天然ガス LNG」が市場に出てくるようになるであろう。さらにそれ以降は「在来型天然ガスと非在来型天然ガス」が各所で供給されるといった展開になると見られるというのが、現時点での石油・天然ガス産業関係者間での認識のようである。

米国の話に戻るが、近い将来 LNG を大量に輸入しなければならないということで LNG の受入基地を多数建設したのであるが、シェールガスが増産された結果、LNG の受け入れが低迷したことで基地の稼働が低下してしまった。米国の LNG 受入基地稼働率であるが、全米平均で10%程度、特に消費地から遠い米国メキシコ湾岸地域では数%程度と低迷した。そうしたこともあり、米国では受入基地において方針を転換して、こちらから天然ガスを輸出しようということになっている。港湾施設は整っているため、液化施設をつくれば比較的安いコストで建設できるだろうという考え方から、LNG の輸出基地を建設するという事になったわけである。そしてそれ以降米国では LNG 輸出基地建設計画が相次いでいる（図23参照）。

図 23 米国での主な LNG 輸出プロジェクト



この中で最初に米国規制当局から承認され、建設が開始されたサビン・パスの LNG プロジェクトについては、韓国の韓国ガス公社、インドのガス会社、そしてスペイン及び英国のガス会社に対して LNG の輸出が行われる予定である。特に韓国やインドの場合、米国メキシコ湾岸は大西洋側であるのでどのようにしてアジア太平洋に LNG を輸送するか、という問題を懸念する向きもあったが、実は 2014 年にパナマ運河の拡張工事が完成する予定であり、通常の規模の LNG は通過に関しては問題にはならないであろう。

では、それで続々と LNG が供給されるようになるのか、そしてアジア太平洋市場で LNG 価格競争が発生するのかということであるが、実は、米国内で本当にこれだけの輸出プロジェクトが無制限に承認されるかどうかについては不透明性が漂う。2012 年 12 月 6 日に米国エネルギー省 (DOE) は当初予定から 8 ヶ月遅れで、米国からの LNG 輸出に伴う便益調査結果報告を公表、LNG 輸出制限を設けない方が米国にとって最も経済的恩恵を享受できる旨を指摘した。この調査報告書に基づき現在米国では 2 月 25 日まで意見公募を行っている。ただ、米国石油協会 (API) が同国の LNG 輸出を制限すべきでないと主張、南部産油州の 17 市長がエネルギー省長官に LNG 輸出促進を陳情している一方で、米国上院エネルギー委員会委員長のロン・ワイデン (Ron Wyden) 氏は、当該調査結果はデータが古いうえに分析不足であることから、当該調査をやり直すべきだとの考えを明らかにしている他、2013 年 1 月 11 日には米国エネルギー・アドバンテージ (American Energy Advantage :

アルコア、米国公益ガス協会（APGA）、ダウケミカル等により設立された団体）が、米国の有権者1,000人に向けたアンケートで約80パーセントが米国の天然ガスを制限なしに輸出すべきでないとの調査結果を発表している。また、従来から米国の石油化学業界等には廉価な天然ガスを利用して石油化学工業の発展を目指す動きがある。既に複数社が2017～18年を目処に石油化学工場を建設する計画を発表しており、その能力は現在の水準の3割程度に達するという（表2参照）。彼らは、国内の天然ガス需給が引き締めれば価格が上昇する恐れがあるとして大規模な国産天然ガス輸出に反対している。このようなことから、意見公募締め切り後もオバマ政権が米国からの大量のLNG輸出方針を速やかに打ち出せるかどうか、予断を許さない状況にある。

表2 米国での主要な石油化学工場建設プロジェクト

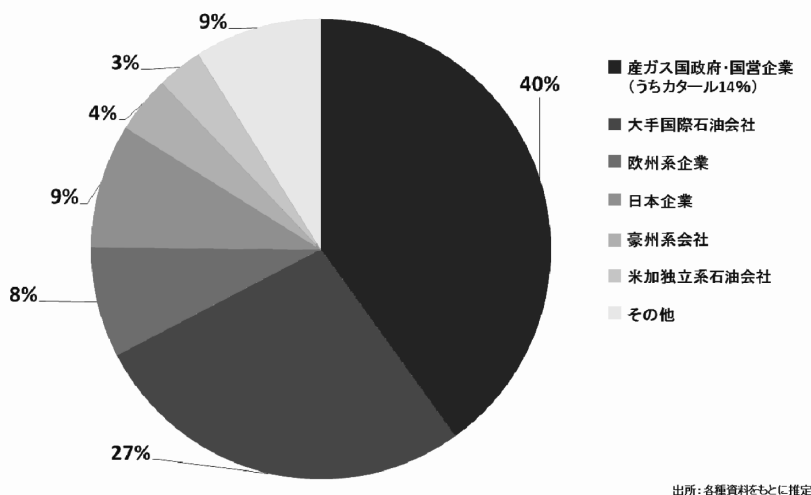
発表年月日	企業	州	地点	完成予定時期	エチレン生産能力 (年産) 万トン	投資額 (億ドル)	備考
2011年11月15日	ChevronPhillips	テキサス	Baytown	2017年	150	50	
2012年11月30日	Sasol	ルイジアナ	Lake Charles	NA	100～150	NA	2011年11月30日に実現可能性調査を実施すると発表
2012年3月3日	Formosa (台湾塑膠工業)	テキサス	Point Comfort	2010年代半ば	80	10	
3月15日	Shell	ペンシルバニア	Beaver County	2017年	NA	数十	2012年3月15日に工場建設場所選定を発表
4月19日	Dow Chemical	テキサス	Freeport	2017年	150	17	2012年4月19日工場建設場所選定を発表
7月26日	ExxonMobil	テキサス	Baytown	2016年	150	NA	

出所：各種資料を基に推定

また、天然ガス液化基地というのは少なくとも数千億円、場合によっては数兆円というようなレベルの支出を伴うので、LNGが安定して販売できないようではプロジェクト開始に関する意思決定はできない。つまり、基本的に長期契約で顧客が確保できたか、できる見通しになったというような状況でないと、天然ガス液化基地建設プロジェクトが進む可能性は非常に低い。そういう意味では、顧客が出てきて需要が発生したときに初めて供給が確保されるということになる。結果としてLNGについては、たとえ米国からの輸出が開始される（ただそれは2013年に速やかに米国規制当局からの承認が得られたとしても完成は2017年になると見られる）としても、長期購入顧客を確保できない他のLNG輸出プロジェクトの着工が延期されるので、アジア太平洋地域を中心としてLNG需要と供給のギャップがそれほど大きくない状況で推移していくということが予想される。さらに、世界の天然ガス液化施設権益保有状況であるが、このうち40パーセントが産ガス国政府・国営ガス企業によって占められている（図24参照）。さらには27パーセントを大手国際石油

会社（ExxonMobil を含めて 6 社）、また欧州企業が 8 パーセント、そのうち 4 パーセント程度はイギリスの BG1 社によって占められている。実は産ガス国政府は大手国際石油会社や BG といったところと組んで天然ガス液化施設を建設する 경우가非常に多い。従ってこの 40 パーセントの部分と残りの 27+4 パーセントの部分は一心同体というような企業行動をとる。彼らとしては、米国ではシェールガスが増産されてきたので LNG の受け入れには限界があると考えているようである。また、欧州においては英国やノルウェーといった域内での天然ガスの生産がある。またロシアやアルジェリアからもパイプラインでガスが輸入されてくる。このように競合する天然ガス供給が相当程度存在しているうえ、欧州債務危機や石炭との競合で、LNG を十分に高い価格で販売することはできない。ただし、アジアの主要国においては LNG 以外に天然ガスの調達の手当が殆どない。特に日本、韓国は天然ガスパイプラインで他国とつながっているわけでない。そうしたことで LNG しか受け入れようがないということがあるので、ここではできるだけ高価格で、ないしは長い期間で、原油価格連動型の天然ガスを販売したいという意向がある。以上のような諸条件を考慮すれば、世界的に LNG 需給が緩和することによりアジア太平洋の LNG 価格体系に変化が生じ、結果として LNG 価格が低下するまでには、少なくとも時間を要するという結論を導き出すことができよう。

図 24 世界の天然ガス液化能力権益保有比率



ただ、ひとつあり得る展開としては、2020 年以降に中国でシェールガスの国内開発が進んで生産が大きく増加することになり、その結果、中国での LNG 輸入が急速に減少するという展開になった場合には、それまで中国が輸入していた LNG については契約が更新されないということになり、そのような LNG が他に受入先を模索する段階で価格を引き

下げてくるということは考えられる。しかし、そうした展開は2020年、さらにはそれ以降になってある程度、非在来型の天然ガス供給が確保できた上での契約更新ということになるから、今後二重三重の事態の進展を待たなければならないので、やはりそれなりに時間を要するのではないかと思われる。

## 5. シェールガスを巡る企業の活動

過去シェールガスは中小企業により比較的小規模で進められてきたというのが現状である。大手国際石油会社は米国でもメキシコ湾沖合の深海油田やカナダのオイルサンドといった非在来型石油資源、そして米国外の深海油田（西アフリカ、ブラジル等）、旧ソ連諸国といった遠隔地、天然ガス資源開発・液化（LNG）事業に対して大規模に投資し大規模に開発を推進、大規模に生産・販売し、大規模に収益を獲得するといった手法で事業を進めていったため、シェールガス事業の推進はかつてはそれほど積極的というわけではなかった。ただ、近年中国やインドとの石油・天然ガス資産獲得競争の激化や資源ナショナリズムの高揚により、北米外では必ずしも優良資産に恵まれているわけではない大手国際石油会社も北米のシェールガス資産に着目するようになってきており、近年の天然ガス価格下落の環境下で資金繰りの苦しくなった中小企業の資産や企業の買収を実施するといった例が出てきている。例としては、2010年6月のExxonMobilによるXTO Energyの買収、2011年2月にはChevronによるAtlas Energyの、また準大手クラスではあるが2011年7月の豪州BHP BillitonによるPetrohawkの買収などが挙げられる。

### 終わりに：日本の立場

このようにシェールガスは当面北米で増産される見込みであるが、これは米国にとってもなおさずエネルギーコスト、石油化学産業などでは加えて原料コストの低減を指し、つまり米国製造業復活を意味する。このようなことから、世界の製造業においては、今後シェールガスによるエネルギーや原料コストが低下した米国、従来から大油・ガス田を擁しエネルギーや原料コストの低廉な中東、そして人件費で有利な中国やインドのような発展途上国といった地域での優位性が際立っていくと考えられ、欧州や日本といった地域は、この面では劣勢に立たされる可能性が出てくることになる。従って資源のない日本としては、国外から調達するエネルギー資源の価格を低下させる努力を継続したり、産業構造転換を含め省エネルギー政策を推進していったりするといった方策が求められることになろう。国外から調達するエネルギー資源の価格の低下努力としては、エネルギー資源の多様化、また単一のエネルギー資源の供給源の多様化を推進すること（勿論省エネルギーも併

用して)とともに、このようなバランスのとれたエネルギー消費構造を武器に、売り手側に値下げ圧力を加えるといった手法が考えられる他、日本企業による日本国外でのエネルギー資源の自主開発の促進といったことも有効であろう。ただ、通常石油・天然ガス開発は生産までに長期間(しばしば10年もしくはそれ以上)を要する他、省エネルギー政策も実施直後に効果は現れるものの社会に広く行き渡るまでには、やはり10年程度の時間を要することから、我が国としては、多角的な方策で、能動的、かつ速やかに行動していくことが求められよう。

### 参考文献

BP 統計 2012 年版

[http://www.bp.com/assets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2011/STAGING/local\\_assets/pdf/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2012.pdf](http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf)

BP Energy Outlook 2030

<http://www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=9048887&contentId=7082549>

ExxonMobil: 2013 The Outlook for Energy, A View to 2040

[www.exxonmobil.com/Corporate/Files/news\\_pub\\_eo2013.pdf](http://www.exxonmobil.com/Corporate/Files/news_pub_eo2013.pdf)

米国エネルギー省エネルギー情報局(EIA)各種データ

[www.eia.gov](http://www.eia.gov)

市原路子「シェール層開発で復活する石油天然ガス開発大国の米国」石油天然ガスレビュー, 2012年1月

[http://oilgas-info.jogmec.go.jp/report\\_pdf.pl?pdf=201201\\_039a%2epdf&id=4572](http://oilgas-info.jogmec.go.jp/report_pdf.pl?pdf=201201_039a%2epdf&id=4572)

## 第3章 その他非在来型資源開発の可能性<sup>1</sup>

畑佐 伸英

### はじめに

本章では、前章で述べられたシェールガス以外のその他の非在来型資源の可能性について考察する。在来型資源と非在来型資源の定義や分類については、必ずしも統一的な見解があるわけではないが、簡単に非在来型資源を説明すると「通常の油・ガス田以外から開発される石油・天然ガス」となり、古くから利用されてきた石油・天然ガス（＝在来型資源）と区別されることとなる。本章では便宜上、図表1のように非在来型資源を整理して論じることとした。代表的な非在来型資源は、石油系では、(1) タイトオイル (Tight oil)、(2) オイルサンド (Oil sand) から生産される超重質油 (Extra-heavy oil) とビチューメン (Bitumen)、(3) オイルシェール (Oil shale) に含まれるケロジェン (Kerogen) であり、天然ガス系では、(1) シェールガス (Shale gas)、(2) タイトサンドガス (Tight sand gas)、(3) コールベッドメタン (CBM: Coal-bed methane)」、(4) メタンハイドレート (Methane hydrate)」などが挙げられる。上記以外の種類の非在来型資源も存在するが、ここでは図中に示された主要な非在来型資源（既述のシェールガスを除く）に焦点を絞って考察することにする。

図表 1

非在来型資源	
<b>非在来型石油資源</b>	<b>非在来型ガス資源</b>
(1) タイトオイル (シェールオイル) (2) オイルサンド (超重質油・ビチューメン) (3) オイルシェール (ケロジェン) など	(1) シェールガス (2) タイトサンドガス (3) コールベッドメタン (4) メタンハイドレート など

本章の構成は以下のとおりである。第1節では非在来型石油資源、第2節では非在来型ガス資源のそれぞれの特徴を、埋蔵量や生産の見通しなどとともに概説する。第3節では、非在来型資源開発に伴う課題を述べ、最後に今後の可能性と展望についてまとめ本章を締めくくる。



## 1. 非在来型石油資源

### (1) タイトオイル（シェールオイル）

タイトオイルとは、孔隙率・浸透率が共に低い岩石からの中・軽質油のことで、目の詰まった頁岩中で成熟した油（シェールオイル）と同義で使われることが多い。生産方法はシェールガスの開発手法と基本的に同じであり、水平掘削を行った上で、多段階で水圧破砕を起こすことによりオイルを生産する。

アメリカで現在開発が進んでおり、ノースダコタ州とモンタナ州に広がっている Bakken という所が、タイトオイル開発の誕生の地として知られている（図表 2）。Bakken 地層自体は 1950 年代に既に発見されており、開発も一部行われていたが、新しい技術を使うことにより 2006 年頃から生産が急増した。ノースダコタ州については、2006 年には原油全体の生産量が 10 万バレル/日であったが、今現在 70 万バレル/日となっている。それ以外に生産量が伸びてきているのは、テキサス州にある Eagle Ford である。また、ワイオミング州とコロラド州にまたがる Niobrara でも開発が順次進められている。他にシェールオイルの生産が期待される所としては、カリフォルニア州にある Monterey などがある。

IEA(International Energy Agency: 国際エネルギー機関)の統計によると、2013 年の米国のタイトオイルの生産量は、72 万バレル/日でアメリカ国内生産量の約 13 パーセントである。大規模な鉱床では生産単位当たりのコストが大きく抑えることが可能であり、さらに新しい技術の開発と最適化によって、坑井一本からの生産量を拡大させてきたことで発展してきた。5 年ほど前は坑井一本から初期生産レートで 200~400 バレル/日しか生産できなかったのが、今は 2000~4000b/d を生産できるようになった。

IEA の見通しでは、米国のタイトオイル生産量は、2013 年の 72 万バレル/日、2030 年頃には 130 万バレル/日と伸びることが予想されている（図表 3、4）。また、他の民間コンサルタントでは、2020 年に 300 万バレル/日という予測データも示しており、今後、タイトオイルの生産見通しの数値が、徐々に上方修正される可能性も十分に考えられる。

図表 2



Source: Energy Information Administration based on data from various published studies.  
Updated: March 21, 2011

出所：米国エネルギー省、〈<http://www.eia.gov/>〉

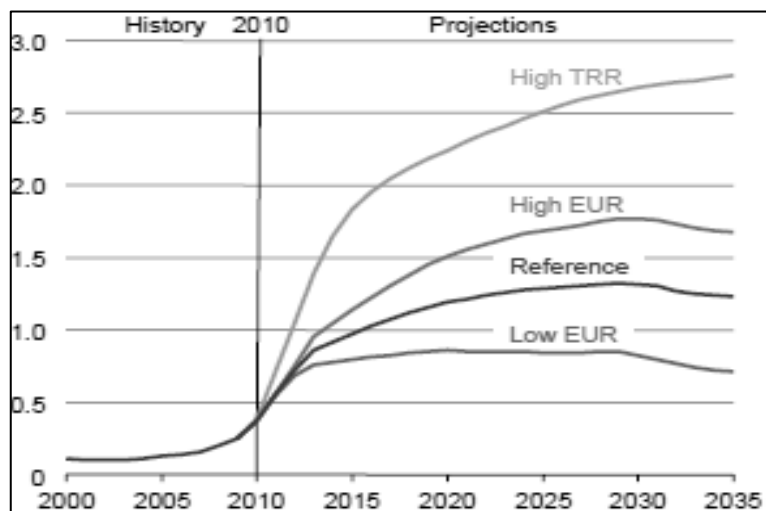
図表 3

Reference ケース	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
石油価格* (ドル/バレル)	57.46	80.46	117.84	124.44	130.30	130.74	137.55
石油生産量(百万バレル/日)	5.36	5.47	6.15	6.70	6.40	6.37	5.99
<b>タイトオイル</b>	<b>0.25</b>	<b>0.37</b>	<b>0.97</b>	<b>1.2</b>	<b>1.29</b>	<b>1.32</b>	<b>1.23</b>

\* 井戸元平均価格

出所：米国エネルギー省、〈[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/excel/fig2\\_data.xls](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/excel/fig2_data.xls)〉

図表 4



出所：U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012, Figure 55. U.S. production of tight oil in four cases, 2000-2035 (million barrels per day)

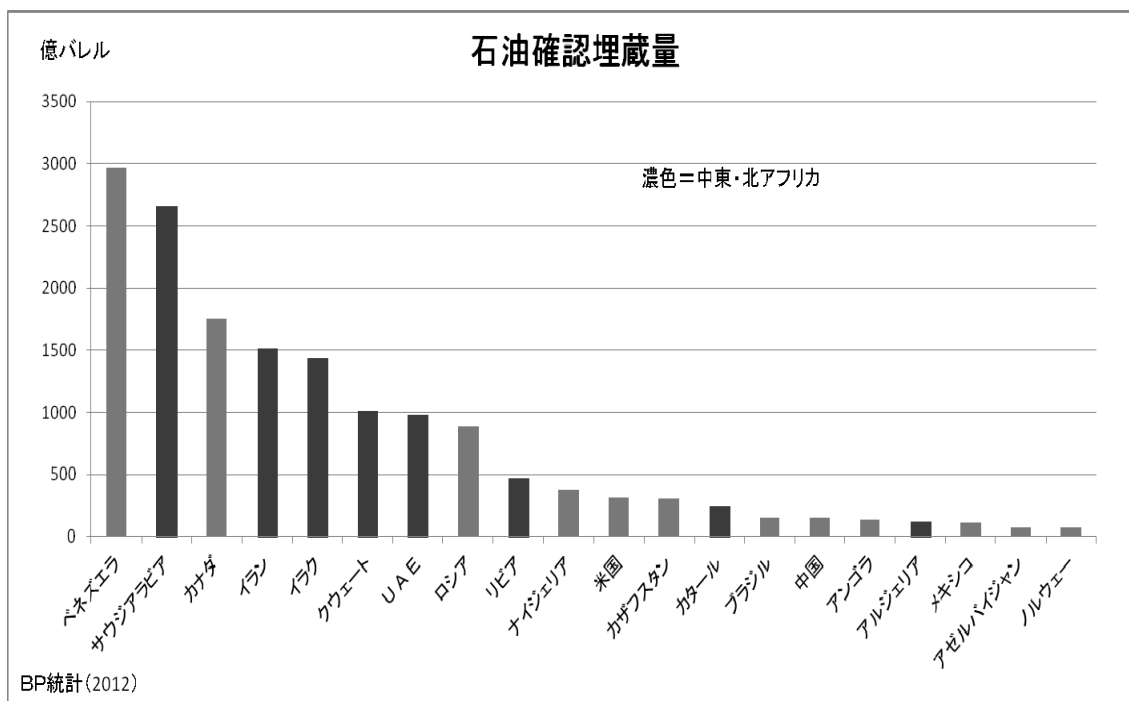
## (2) オイルサンド

オイルサンドとは流動性のない高粘度のタール状原油を含む砂岩層のことで、油砂やタールサンドとも呼ばれている。採取された原油は、粘性に応じて「超重質油」あるいは「ビチューメン」に区別される<sup>2</sup>。地下深い所で生成した原油が地表近くの貯留層に移動し集積したあと、地下水との接触やバクテリアによる生物分解により、軽質の炭化水素成分が消失して重質の部分が残り、これが高粘度化して形成されたものと考えられている。

主なオイルサンド鉱床はカナダとベネズエラにある。カナダ西側のアルバータ州に広がっている埋蔵地からとれるオイルは、「ビチューメン」と呼ばれ、その埋蔵量は1,700億バレルと推定されている<sup>3</sup>。ベネズエラのオリノコ川周辺で生産されている「超重質油」は「オリノコ超重質油」と呼ばれ、埋蔵量としては600億～1,300億バレルとIEAは発表している<sup>4</sup>。その他、埋蔵量が多い順で、ロシア、カザフスタン、アメリカ、英国、中国などにも、オイルサンドの賦存が確認されている。

2012年のBP統計(BP Statistical Review of World Energy)の石油確認埋蔵量のランキングによると、大量のオイルサンドの存在が確認されているベネズエラやカナダが上位にランクしているのが分かる(図表5)。ベネズエラが最大でありその次にサウジアラビア、3番目にカナダ、そのあとにイラン、イラクという順序になっており、オイルサンドは石油産出という点において非常に重要な資源となりつつある。

図表 5



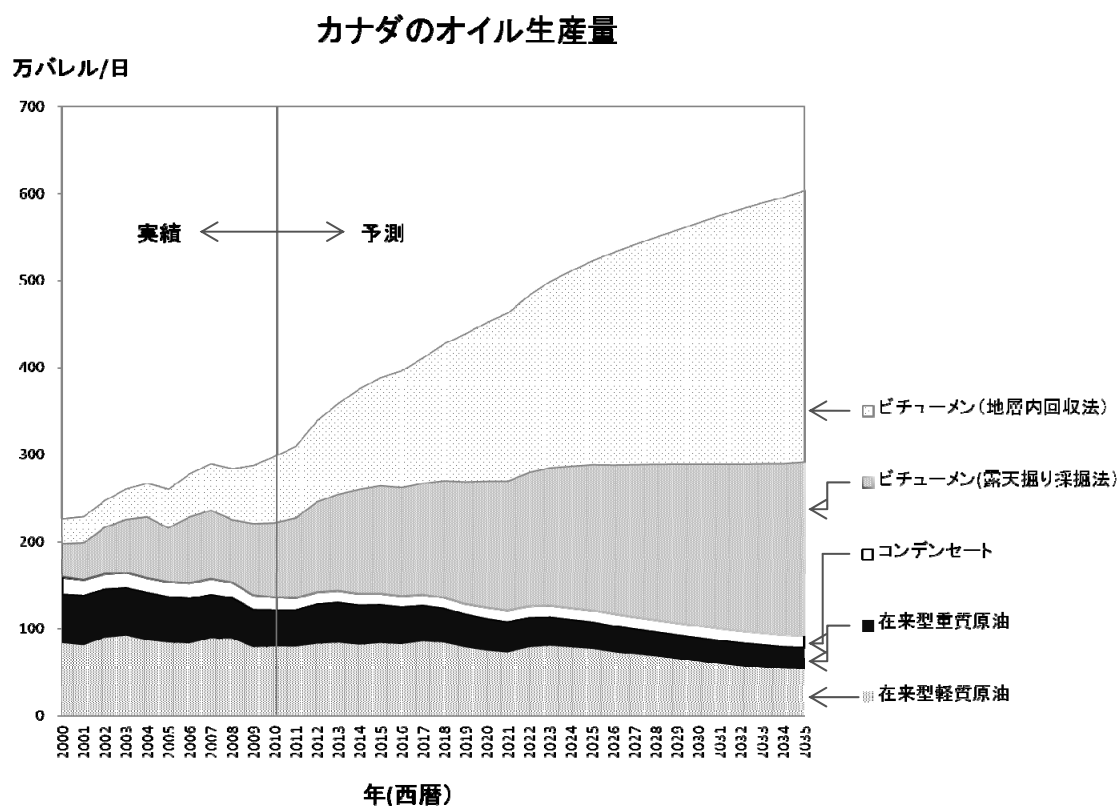
オリノコ超重質油は多少の流動性があるため、在来型の開発手法を最適化することによって生産されている。カナダのオイルサンドでは露天掘り採掘（Mining）法と地層内回収（In-Situ）法を用いて生産している。露天掘り採掘法では、地表を剥いで砂ごと採取し細かく粉砕して、それを水蒸気で加温して油・水を分離し、そこから流動化した油分のビチューメンを取り出す。ビチューメン自体は常温になると流動せず、ロウのように固まってしまうことから、このビチューメンをさらに改質ないし希釈して流動性のある油にする。

露天掘り採掘法は、オイルサンドの存在深度が浅い場合にのみ経済性があり、埋蔵量の20パーセントほどが採取可能である。残りの8割は深度70メートル以深の地下深部に賦存しており、これらについては地層内回収法を用いる。現在、商業化されている地層内回収法は2通りあるが、その考え方は基本的に同じで、地下でオイルサンドを加温することによりビチューメンの粘度を下げて流動化させて地上に回収する方法である。

地層内回収法の一つであるSAGD(Steam Assisted Gravity Drainage drilling (in-situ) method)法は、井戸を上下2本平行に5メートルほどの間隔で水平に掘削し、上の井戸から蒸気を入れて周辺の地層を暖めてそこに賦存するビチューメンを流れやすくし、下の井戸から地上に回収するという仕組みである。もう一つのCSS法(Cyclic Steam Stimulation drilling (in-situ) method)では、同一の坑井にて、水蒸気圧入・密閉・ビチューメン回収を1サイクルとして、数カ月単位でこのサイクルを繰り返してビチューメンを生産する。

回収されたビチューメンは流動性が低く、そのままではパイプラインを通して輸送できない。そのため、生産現場に隣接する改質プラントにて通常原油と同程度の品質の合成油に精製するか、ビチューメンに希釈剤を混ぜた後に、パイプライン輸送し市場に販売されることになる。これらの処理を重ねていくとコストがかかるため、露天掘りの場合で1バレル当たり 80~90 ドルという非常に高い生産費となってしまう。これは原油が1バレル当たり 90 ドルを下回ると、経済性も厳しくなってくることを意味している。

図表 6



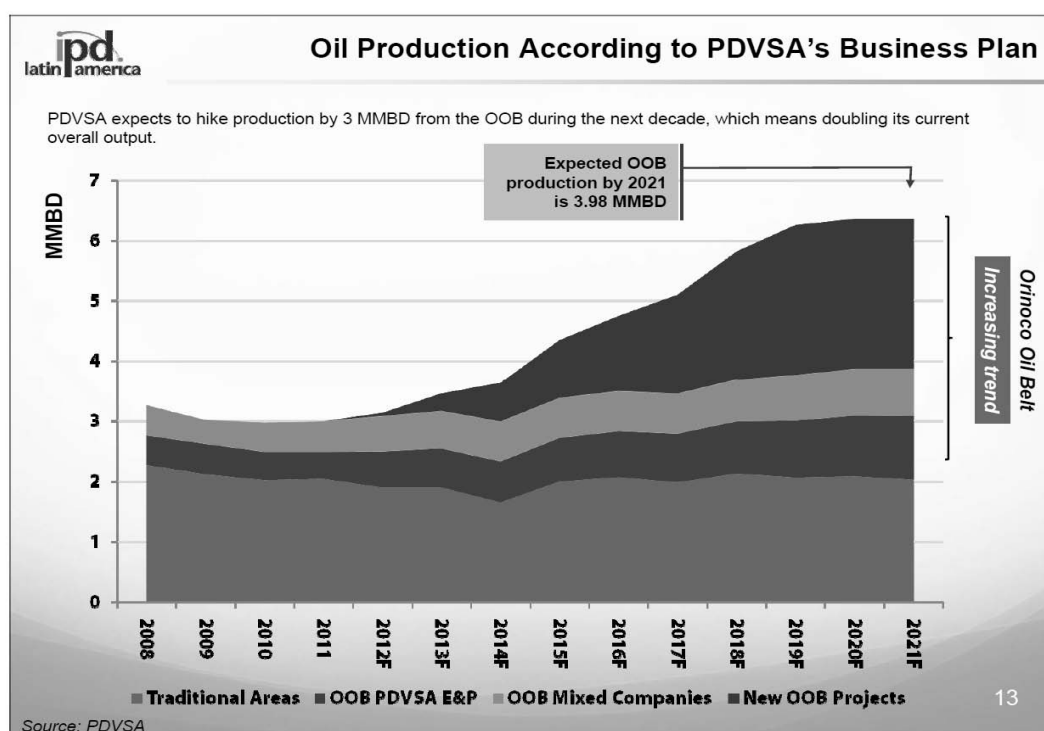
出所：National Energy Board, “Canada’s Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2035-Appendices,” Table A3.31: Oil, Reference Case, Production by Province. より筆者作成

図表 6 は、カナダの原油生産の実績とその予測を示したグラフである。2010 年の時点ですでにビチューメンの生産は 160 万バレル/日を超え、全体の生産量の半分以上に達している。今後も生産量の増加が順調にいくという想定のもとでは、2035 年には 2010 年比で約 3 倍の 500 万バレル/日程が産出される。数十年先には非在来型資源の割合が 8 割から 9 割を占めるといったシナリオのもとで、今後さらにその重要性が増してくるものと予想される。

ベネズエラでは 2010 年の段階で 70 万バレル/日の超重質油を生産しているが、IEA の予

測ではその生産量は2035年には237万バレル/日へと3倍超に膨れ上がるとしている<sup>5</sup>。また、ベネズエラ国営石油会社（PDVSA）のビジネスプランでは、2021年に398万バレル/日まで増産するというシナリオも表明されている（図表7）。ここ数年以内に、ベネズエラのオリノコ超重質油の生産量は在来型の石油資源の生産量を追い越すことが予想されており、非在来型石油資源が全体の生産量に占める割合は次第に高まっていくことになる。

図表7



出所：David Voght, “Venezuela, the Faja and Elections” XXI Annual La Jolla Energy Conference, May 21-23, 2012, La Jolla, California.  
[http://www.iamericas.org/lajolla/presentations/doc\\_details/74-david-voght](http://www.iamericas.org/lajolla/presentations/doc_details/74-david-voght)

### （3）オイルシェール

オイルシェールとは、ケロジェンを多く含む頁岩のことを指す。ケロジェンは原油にまで十分に熟成していないその手前の段階のもので、これを加熱（乾留）によって油分を生成させ分解して利用する。オイルシェール開発の歴史は非常に古く17世紀にまで遡る。戦後から生産量が伸びてきて、石油危機時の1970年代に最も盛んであった。安価なガソリンの普及で1980年からは減少傾向にあるが、ここ数年の原油高を契機に新たな開発の機運が高まっている。これまでオイルシェールの大半はエストニアで生産されており<sup>6</sup>、発電用の

燃料としても利用されている。また、中国、ロシア、ブラジルでも生産が行われてきた。

世界全体のオイルシェールの賦存量は、在来型石油資源の確認埋蔵量の約4倍にあたる、4.7兆バレルと推定されている（図表8）。このように非常に膨大なオイルシェール資源のほとんどはアメリカにあることが分かっており、3.7兆バレルもの埋蔵量が存在している。そのうち技術的に回収が可能な量は、1兆バレル程であるといわれている。その他、中国、ロシア、コンゴ、ブラジル、イタリア、モロッコ、ヨルダン、オーストラリア等の国にも比較的多く賦存していると推定されている。

図表8 オイルシェールの埋蔵量（10億バレル）

順位	国名	埋蔵量
1	アメリカ	3707
2	中国	354
3	ロシア	248
4	コンゴ	100
5	ブラジル	82
6	イタリア	73
7	モロッコ	53
8	ヨルダン	34
9	オーストラリア	32
10	エストニア	16
11	カナダ	15
	その他(28カ国)	72
	合計	4786

出所：World Energy Council, 2010 Survey of Energy Resources, Table 3.1, pp. 101-102.

基本的にオイルシェールは浅層に存在するので、開発手法としては露天掘りで生産されることが多い。賦存場所が深部になると、地層内回収（In-Situ）法による生産となるが、生産する方法は難しくなる。水蒸気や電力の熱を加えることによりケロジェンの分解・熟成を加速させて採取する方法が開発されているが、現在でも実証段階である。各社、メジャー系は現在も研究を進めており、アメリカ、カナダ、ヨルダン等の各所で試験プロジェクトが進行中である。

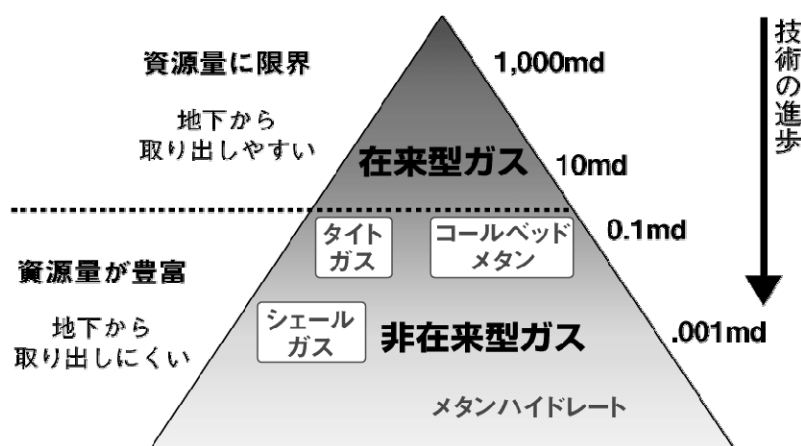
2008年の生産量は、中国7.6千バレル/日、エストニア6.3千バレル/日、ブラジル3.8千バレル/日となっており、合計で日量17.7千バレルである。IEAの予測では2035年には30万バレル/日を超える規模にまで拡大すると見込まれている。その半分はアメリカで生産される見通しで、次いで中国、ヨルダン、ブラジルで大幅な増産が期待されている。しかし、30万バレル/日という量は、他の非在来型石油資源と比べるとまだ少量であり、今後さらなる開発の進展が期待されている。

## 2. 非在来型ガス資源

### (1) タイトサンドガス

タイトサンドガスとは、硬質（タイト）な砂岩層の中に存在するガスで、浸透率が極めて低い（0.1 ミリダルシー以下）ため、破碎などの特殊な採取技術を必要とする（図表 9）。フラクチャリング（地層に坑井から高压水を注入して割れ目を作り、ガスの流れを良くする方法）などの坑井刺激法が普及し、坑井あたりの生産量が増加したことで採算が取れ普及拡大へとつながった。

図表 9 天然ガスの資源量トライアングル



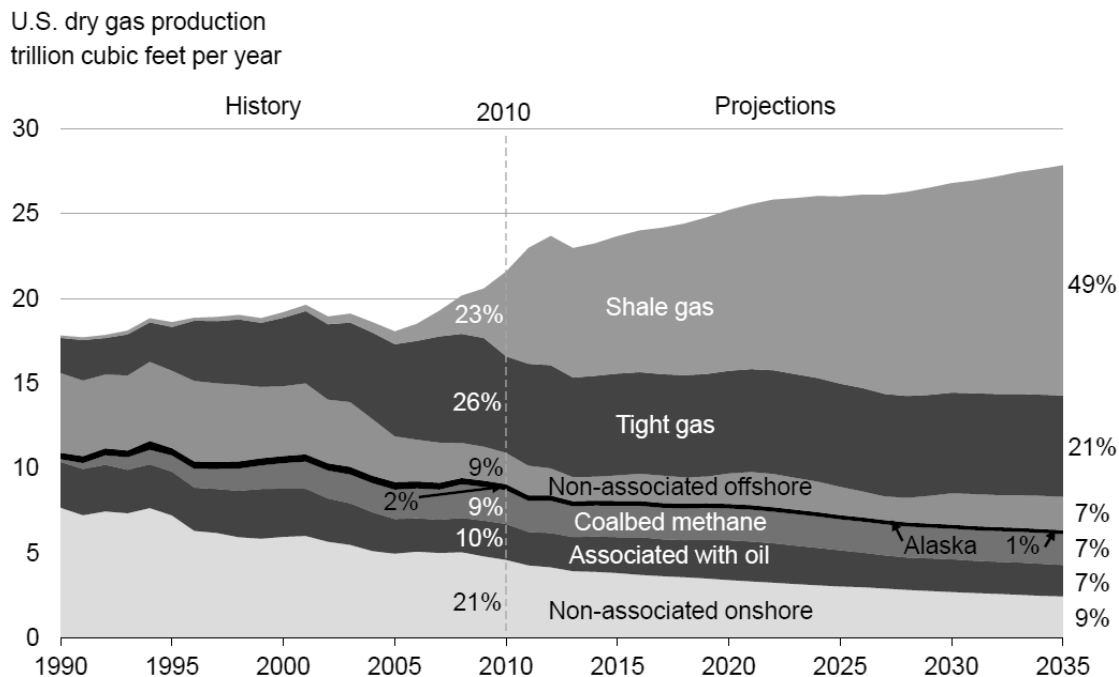
1md=9.87×10<sup>-16</sup>m<sup>3</sup> ※「浸透率」の単位(岩石中のガスの流れやすさを示す)  
出所: SPE 103356論文を基に作成

タイトサンドガスは、米国ではすでにガスの全生産量の 26 パーセントを占める重要なガス資源となっている（図表 10、11）。2035 年に向けてその生産量は維持される見通しであり、依然としてガス生産量の約 22 パーセントを占める主要な資源であり続けることが想定されている。主な埋蔵場所としては、テキサス州南部やロッキー山脈南部が挙げられる。カナダでも開発が進んでおり、アルバータ州やブリティッシュ・コロンビア州にある Montney や Deep Basin で、タイトサンドガスの多くが生産されている（図表 12）。2010 年の段階で、カナダのガス生産量の約 4 割を占めているタイトサンドガスの生産量は、2014 年には在来型の生産量を抜いて、最もメジャーなガス資源となる。その後もタイトサンドガスの生産は増加し続け、2035 年にはカナダのガス資源の約半分を担うまで拡大することが予想されている（図表 13）。その他に大規模な開発が進められている国としては中国があり、主に長慶 (Ordos; オルドス)、四川 (Sichuan)、新疆タリム (Talim) 盆地、松遼 (Songliao) 盆地に胚胎しており、技術的に開発可能な資源量は 12 兆立方メートル (420Tcf) 程度とさ



れている<sup>7</sup>。

図表 10 アメリカのガス生産量の見通し



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2012 Early Release

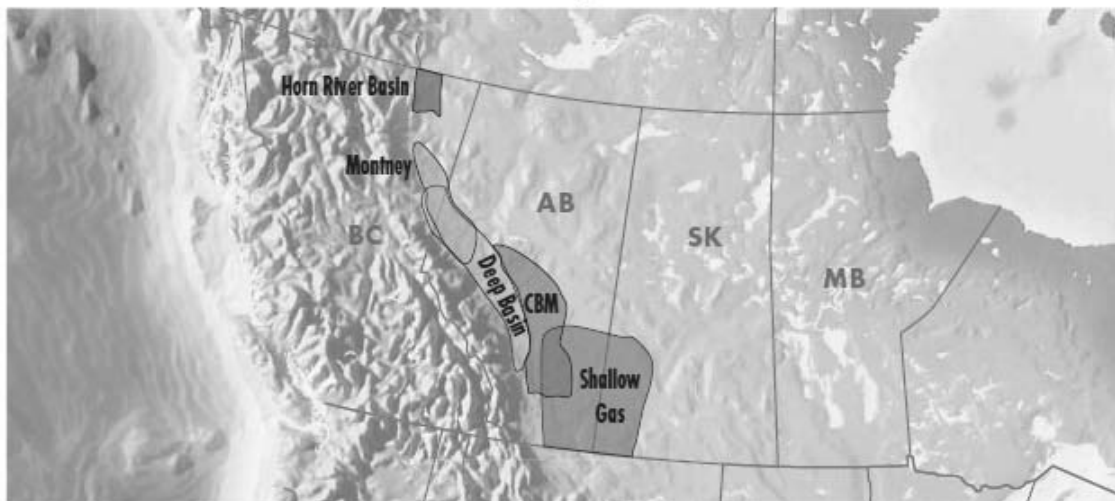
図表 11 アメリカの非在来型ガスの生産見通し

	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
ガス価格(ドル/百万 btu)	4.00	4.39	4.29	4.58	5.63	6.26	7.37
ガス生産量 (TCF)	20.58	21.58	23.65	25.09	26.28	26.94	27.93
<b>タイトサンドガス</b>	<b>6.40</b>	<b>5.68</b>	<b>6.08</b>	<b>6.06</b>	<b>6.17</b>	<b>6.07</b>	<b>6.14</b>
シェア (パーセント)	31.10	26.32	25.71	24.15	23.48	22.53	21.98
<b>シェールガス</b>	<b>2.91</b>	<b>4.99</b>	<b>8.24</b>	<b>9.69</b>	<b>11.26</b>	<b>12.42</b>	<b>13.63</b>
シェア (パーセント)	14.14	23.12	34.84	38.62	42.85	46.10	48.80
<b>CBM</b>	<b>1.99</b>	<b>1.99</b>	<b>1.83</b>	<b>1.79</b>	<b>1.77</b>	<b>1.74</b>	<b>1.76</b>
シェア (パーセント)	9.67	9.22	7.74	7.13	6.74	6.46	6.30

出所: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012.

図表 12

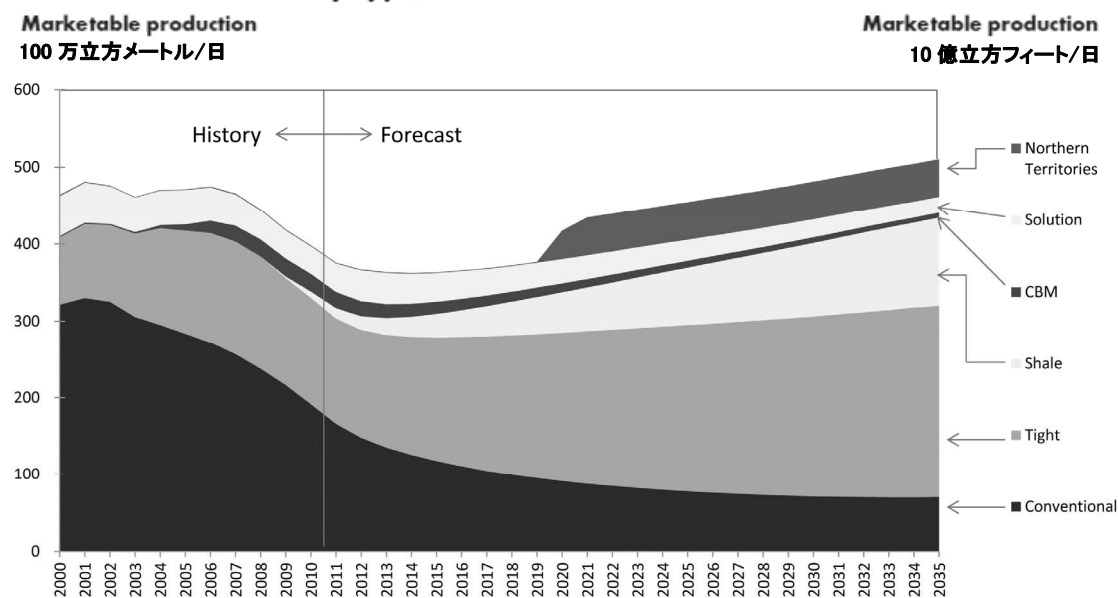
Western Canada Natural Gas Production Regions



出所 : National Energy Board, “Canada’s Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2035,” An Energy Market Assessment November 2011, Figure 5.3, p. 30.

図表 13 カナダのガス生産量の見通し

Natural Gas Production by Type, Reference Case



注釈 : bcf/d = bcfd = Billion Cubic Feet per Day (10 億立方フィート/日) ≒ LNG 換算 770 万トン/年  
 出所 : National Energy Board, “Canada’s Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2035,” An Energy Market Assessment November 2011, Figure 5.2, p. 30. より筆者作成

(2) コールベッドメタン

コールベッドメタン (Coalbed Methane、CBM、一部地域では CSG (Coal Seam Gas)) は、日本では炭層メタンと呼ばれ、石炭の生成過程で生じたメタンガスが、地下の石炭層中に

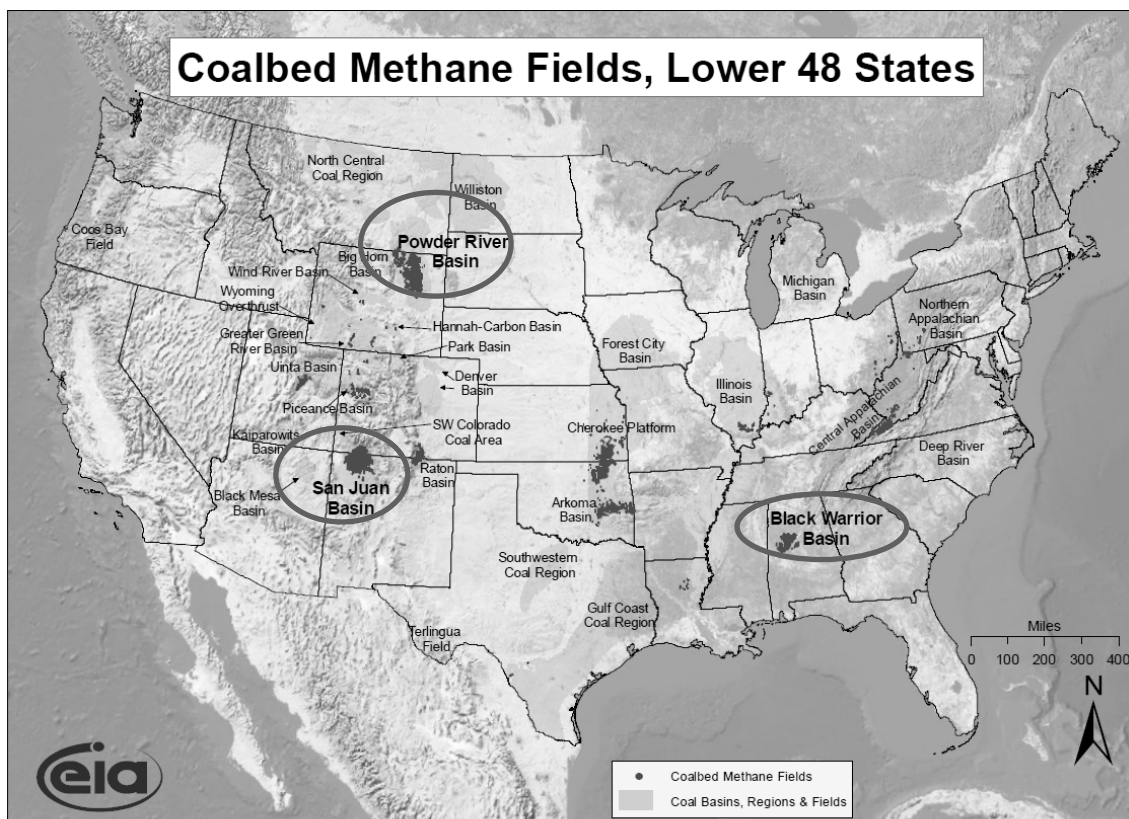
吸着されるかまたは石炭の微細な隙間や割れ目に取り込まれるかたちで貯留されたものである。もともとは石炭の開発時に、安全上回収されていたガスを商業的に利用するために開発されたものである。生産の方法としてはシェールガスと同様に、水平掘りないし垂直掘りで掘削して、水圧破碎(フラクチャリング)を行うことによってガスを回収する仕組みである。ガスが出てくる前に水が出てくるという傾向があり、まずは水を排出した後にメタンを生産するという特徴がある。北米、豪州、中国、ロシア、インド等で開発または調査段階にある。

アメリカでは長い間生産されており、1970年代に開発がスタートし、優遇税制を受け80年代に開発が進展した。2011年の国内生産量は、ガス国内生産量の約10パーセント(5.4bcf/d)で、基本的に国内で消費されている。主な賦存地域は、Power River Basin、San Juan Basin、Black Warrior Basin 等である(図表14)。アメリカのガス生産の見通しによると、CBMの生産量は、ほぼフラットから僅かな減少という予測がなされている(図表10、11)。

カナダでは2000年代初め頃から、主にアルバータ州でCBMの開発が進められており、2006年頃には日量1,400万立方メートル生産されるまでに発展した。2001年の生産量は日量2,100万立方メートルであるが、今後は徐々に生産が縮小していくことが予想されており、2035年には日量650万立方メートルまで減少する(図表13)。

豪州では1976年に最初の開発が行われ、1996年に商業生産が開始された。2003年、2006年、2009年の生産量は、それぞれ、400億cf、800億cf、1,950億cfとなっている。2009年の生産量1,950億cfのうち、97パーセントはクィーンズランド州で生産されており、残りの数パーセントはニューサウスウェールズ州で生産されている。主に国内利用として開発は行われてきており、アメリカの10分の1の生産量(約0.5bcf/d)ではあるが、今後も更なる生産の拡大が見込まれている。2009年12月の段階で、国内には約26兆cfの埋蔵量があることが推定されており、これは130年分の生産量に匹敵する量である<sup>8</sup>。クィーンズランド州では4件のLNG事業が進行中であり、そのうち3件は開発・建設段階である<sup>9</sup>。2015年頃からCBMをLNG化したものが、日本へも輸出されることが期待されている。

図表 14



出所：米国エネルギー省、〈<http://www.eia.gov/>〉

中国にも石炭層が広がっているため、1990年代から開発が進んでおり、2010年の生産量は36億立方メートルとなっている。中国政府による資源評価では、36.8兆立方メートル（1,299兆立方フィート）<sup>10</sup>の資源量があるとしている。最近、日本の北海道夕張でも有望なCBMが埋蔵されていることがニュース等で取り上げられており、その量は約400億～800億立方メートルと推定されている<sup>11</sup>。

### (3) メタンハイドレート

メタンハイドレートとは、水の分子からなる結晶で、水分子のカゴ構造の中にメタン分子が閉じ込められた物質である。見た目は氷に似ており、常温・常圧では分解してメタンを放出し、火が付くと燃えあとは水が残る。このため燃える氷と呼ばれる。しかし、氷とは大きく性質が異なり、低温・高圧で安定する。0℃では26気圧以上、1気圧ではマイナス80℃以下でないと安定しない。自然界でも発見されており、基本的には天然ガスとして扱える。メタンハイドレートは1立方メートルが分解すると、160～170立方メートル(0℃

／1気圧)のメタンガスが発生する。

埋蔵量の算定に必要な要素の中に未解明の研究課題が多くあるため、精度の高い埋蔵量評価は現段階ではできないが、全世界の資源量は在来型天然ガスの埋蔵量の2~10倍と推定されており、21世紀の有望なエネルギー資源となる可能性を秘めている。日本近海にも存在することが確認されており、開発-生産に向けた研究が進められている。

メタンハイドレートは1990年代の一時期に、日本の埋蔵量が日本の天然ガス消費量の100年分と言われた時期があった。しかし、様々な条件を絡めて算出するとそのような試算になる可能性もあるが、実際はメタンハイドレートの日本周辺海域の資源分布についてはまだ調査段階である。また、調査結果もないという箇所も結構あり、完全なデータは把握できていない。現状では、海上から振動を与えて地下の様子を探ることにより、メタンハイドレートが存在する可能性がある層かどうかを解析できるようになっている。

メタンハイドレートの存在の確認は、石油や天然ガスと同様に、音波を使った物理探査(反射法地震探査)によって実施されている。この調査データからBSR(海底擬似反射面: Bottom Simulating Reflector)と呼ばれる特徴的な反射面を確認することにより、地層中のメタンハイドレートの存在を推定している。BSRは、地層中に海底とほぼ並行する形で表れ、地質学的には、BSRはメタンハイドレートが安定的に存在する領域の基底部に相当する。つまり、BSRがあるということは、その上部にメタンハイドレートが存在することを知ら手がかりとなっている。

紀伊半島沖周辺での調査では、1兆1,400億立方メートル(約40兆立方フィート)で日本の天然ガス使用量の約10年分の資源量があると推測されている。しかし、この値はあくまで原始資源量(資源の総量: resources in places)であって、これらからどれだけ回収できるかという点が大きな問題となる。普通のガスであれば70~90パーセント、石油では50パーセント、シェールガスで数パーセント程が回収可能であるが、メタンハイドレートについては何パーセント回収可能なのか未だ不明である。それによって埋蔵量が左右されることになるため、最大で10年分のガスの回収が可能ではあるが、実際にはそれほどうまくいかない可能性の方が高い。また、メタンハイドレートの分布については日本が特に強調されがちであるが、世界でも永久凍土帯、大陸の縁辺部の海域に賦存していると言われている。その量は、原始資源量で数100兆立方メートルであると言われている。

メタンハイドレートは低温や高圧の場所に存在し、基本的には塊となっているため固体状のものを如何に取り出すかが課題となる。普通のガス田であれば井戸を掘れば自噴となるが、メタンハイドレートの層は塊になっていることから掘削しただけでは地下から出てくることはない。しかもメタンハイドレートは低温であるため、塊は容易には融けない。

したがってメタンハイドレート特有の新たな生産手法の開発が必要となっている。

開発の手法の1つとして減圧法がある。メタンハイドレートの中にはガスと水が含まれているが、埋蔵地層内の水をポンプで吸い上げることで、地層内の圧力が減圧されメタンハイドレートからメタンガスが分離して産出されてくる。減圧法の他にも3つの方法があるが、いずれも暖かい水を注入してメタンハイドレートを融かしてガスを生産するという手法である。しかし、減圧法以外の3つの方法では水を温めるという作業過程でエネルギーを消費してしまい、エネルギーの投入と実際に産出されるエネルギーの比率はあまりよくない。一方、減圧法はポンプで水を汲み上げなければならないが、それ以外の工程で温めるという作業が省略されているので、他の3つの方法に比べてエネルギー産出比が良好と考えられている。現在、日本では減圧法の研究を行っているところである。

2008年3月にカナダにて陸上で実験を行い、短い期間ではあったがメタンガスが連続的に生産できることが実証された。陸上では成功したが、実際に海上で安定してさらに長期間生産が可能か否かを、現在研究しているところである。日本のメタンハイドレートの開発計画は3つのフェーズで行われている（図表15）。現在はフェーズ2の後半に入っており、2012（平成24）年度には海洋産出試験を行っている。海洋産出試験を通じて、どうすれば長期的に安定してメタンハイドレートの生産ができるかを研究している。また、環境面での問題点も調査する必要がある。

2015（平成27）年にフェーズ2を終え、最終的な評価を行うことになっている。その後のフェーズ3で「商業的産出準備」と題して、引き続き産出試験に関して技術を高めるための研究を行う。2018（平成30）年にすべてのフェーズが終了となるが、この時点で即、商業生産がスタートするわけではない。このメタンハイドレート生産が商業生産に乗るかどうかを最終的に判断するのが2018年であって、商業的に開始できるかどうかはそれ以降に決定されることになる。

図表 15



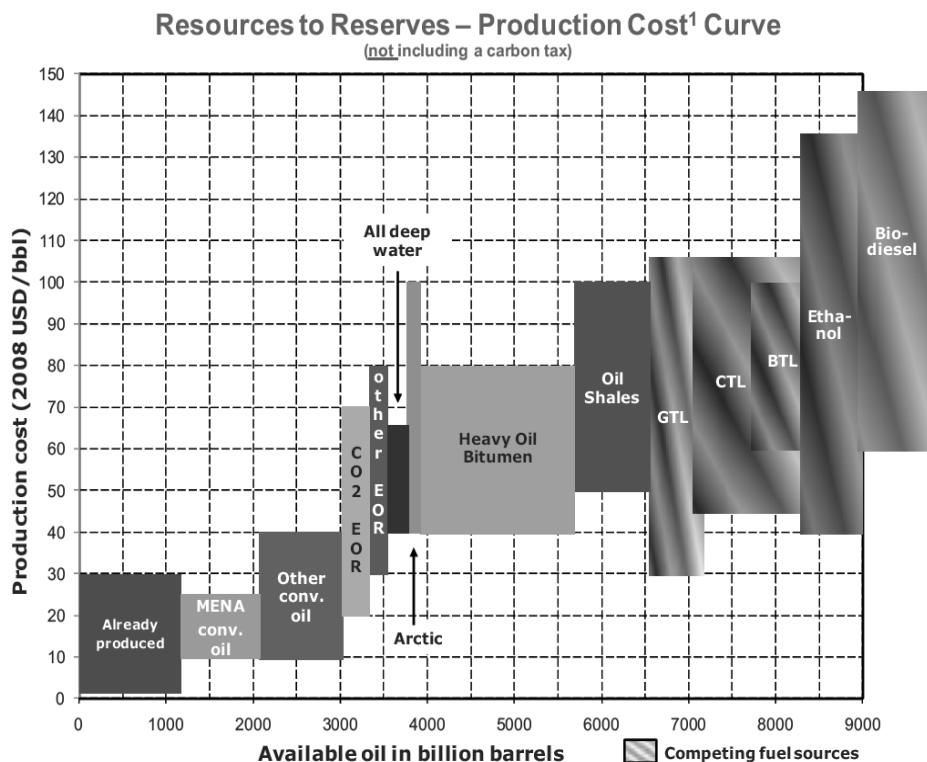
出所：MH21：(Research Consortium for Methane Hydrate Resources in Japan：メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム)  
 <<http://www.mh21japan.gr.jp/mh21/02-2/>>

### 3. 非在来型資源開発の課題

オイルサンドやオイルシェール等については、最大の課題はやはり経済性である。粘度低下のための処理に追加的な費用がかかり、在来型に比べるとコストが高くなってしまいう (図表 16)。従って、原油価格が乱高下している状況においては (図表 17)、先が読みにくく事業の開発に支障をもたらす。事実、2008年の金融危機の直後には事業の延長を見合わせるという発表もあった。近年の原油価格は比較的に高値で推移していることから開発は進んでいるが、事業の進捗が原油価格によって影響を受けやすいという特徴に変わりはない。

これらの非在来型石油資源は、手間暇かけて取り出しているので追加的なエネルギーの投入量が多い。井戸を掘ってからガスを利用して水を加熱して温めて投入していることから、最終的には多くのエネルギーを投資していることになる。したがって生産時のCO<sub>2</sub>排出量も在来型に比べて多いという結果になる (図表 18)。

図表 16

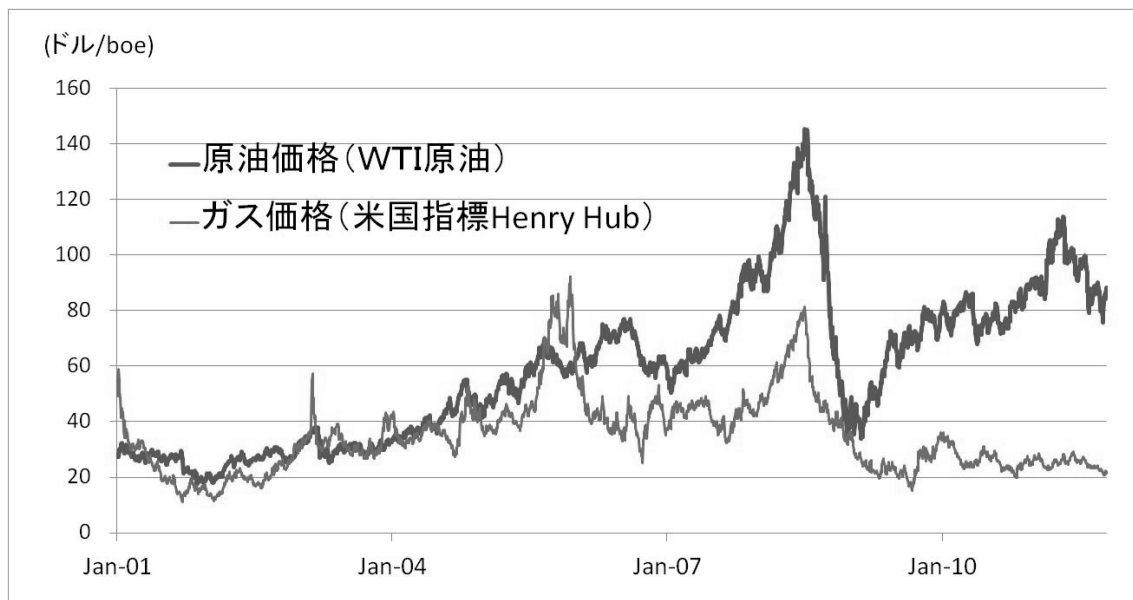


Source: An updated version of the IEA's 2005 publication *Resources to Reserves: Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future* to be published later this year.

<sup>1</sup> Production cost is defined as the break-even point and does not include an assumed return on investment

出所：International Energy Agency (IEA), *Resources to Reserves 2010 Oil Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future*, Spring 2011.

図表 17

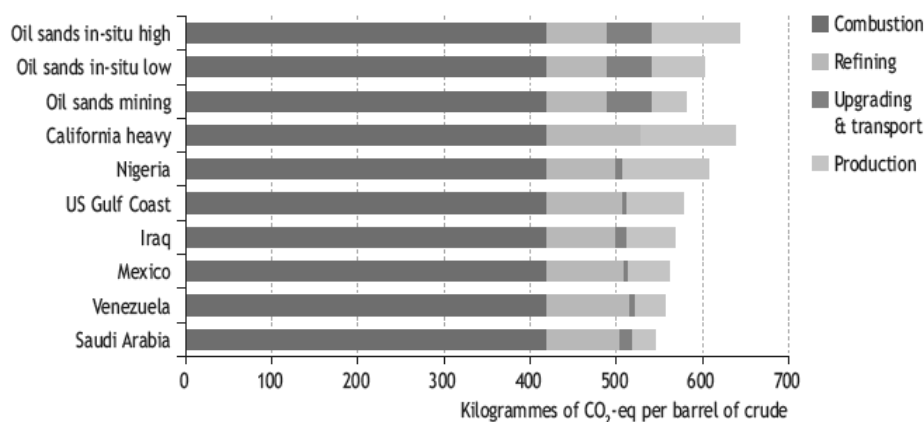


データ：米エネルギー省



図表 18

Figure 4.3 • Well-to-wheels greenhouse-gas emissions of various oils



Note: Transport emissions are based on delivery to the United States. The bottom seven bars are examples of specific conventional crudes; they do not imply an average value for the countries of origin. The range of values for in-situ production of oil sands is indicated by the high and low cases.

Sources: Jacobs Consultancy (2009); TIAX (2009); US DOE (2009a); CERA (2009); Charpentier (2009).

出所: International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2010, p. 157.

非在来型資源の掘削には水を利用することが多いため、水資源の確保と排水処理という課題をクリアしなければならない。オイルサンドの場合、油を1バレル取り出すのに水がその2、3倍必要となるため、水を如何に確保するかという問題を考えなければならない。また、その排水の処理という観点から、効率的な水の利用が求められている。さらに、水質汚染等の環境問題も生じてくる。

資源の輸送先や販売先の確保という点においても、いくつか課題が存在する。たとえば、カナダではビチューメンの生産量は伸びてきているが、輸送のためのパイプライン建設の計画は滞ったままである。アメリカ向け、または、アジア輸出を考えた太平洋側向けの計画もあるが、地元の環境派からの強い反対で難航している。これらの工事が着手されるまでには、しばらく時間を要するという状況であり、販売先を決めるまでには大きな壁を乗り越えなくてはならない。

### おわりに

今後も、新興国を中心に経済的な発展が見込まれる中で、世界的にもエネルギーの需要はさらに急増していくことが予想される。その中で、膨大に賦存する非在来型ガスと非在来型石油の存在は、ますます重要性を帯びてくるであろう。しかしながら、非在来型の資源は、市場価格に対して非常にセンシティブであり、在来型に比べて採算コストが高いと

いう点において、今後、非在来型の石油やガスの産出量が無尽蔵に増加していくというシナリオを容易に描くことは危険である。またこれらの資源の開発は陸上が主流であるため、環境問題化しやすいという側面も持つ。

しかし、その一方で、シェールガスにみられるように、技術革新、規模の経済、経験を積むことによる学習効果、そして、それらの技術の世界への波及ということを期待すれば、今後新たな可能性と道が開けると思われる。非在来型資源の開発はまだ始まったばかりであり、今後の展開と発展の行方に引き続き注視していく必要がある。日本は、石油の需要の99.6パーセント、ガスの需要の96.9パーセント程度を海外からの輸入に頼っている資源のない国である<sup>12</sup>。そのような観点からも、引き続き非在来型石油・ガス資源の動向に目を向けながら、自ら調査研究と開発に取り組んでいく姿勢が求められている。

#### —注—

- <sup>1</sup> 本章は、石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）の市原路子主任研究員と野神隆之上席エコノミストの協力を得て、JIIAの事務局が執筆を担当した。
- <sup>2</sup> 超重質油とビチューメンの定義は一律ではないが、世界石油会議 WPC（World Petroleum Congress）では、API比重が10度以下で、粘性が10,000センチポアズ（Cp）以下のものを超重質油、10,000 Cp以上のものをビチューメンとしている。
- <sup>3</sup> International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2010, Table 4.2, p. 146.
- <sup>4</sup> Ibid.
- <sup>5</sup> International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2010, pp. 161-163.
- <sup>6</sup> U.S. Geological Survey (USGS), “Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits” Scientific Investigations Report 2005-5294.  
<[http://pubs.usgs.gov/sir/2005/5294/pdf/sir5294\\_508.pdf](http://pubs.usgs.gov/sir/2005/5294/pdf/sir5294_508.pdf)>
- <sup>7</sup> 竹原美佳「中国：天然ガス供給は多様化 ～シェールガスよりタイトガス・CBMの開発が先行～」JOGMEC 5頁。<[http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/4/4698/1207\\_out\\_m\\_cn\\_tightgas.pdf](http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/4/4698/1207_out_m_cn_tightgas.pdf)>
- <sup>8</sup> The Australian Atlas of Mineral Resources, Mines, and Processing Centres.  
<[http://www.australianminesatlas.gov.au/education/fact\\_sheets/coal\\_seam\\_gas.html](http://www.australianminesatlas.gov.au/education/fact_sheets/coal_seam_gas.html)>
- <sup>9</sup> 三宅裕隆、レイニー・ケリー 「豪州における炭層ガス（CBM）LNGプロジェクトの概要」『石油・ガスレビュー』Vol. 42 No. 2、2008年3月、45-52頁。
- <sup>10</sup> 1立方メートル = 35.31立方フィート
- <sup>11</sup> Excite ニュース<[http://www.excite.co.jp/News/column\\_g/20121225/Spa\\_20121225\\_00356278.html](http://www.excite.co.jp/News/column_g/20121225/Spa_20121225_00356278.html)>
- <sup>12</sup> 経済産業省資源エネルギー庁『エネルギー白書2012』107-111頁。  
<<http://www.enecho.meti.go.jp/topics/hakusho/2012/2-1.pdf>>



## 第4章 シェール・ガスと新しい地政学

秋山 信将

### はじめに

本章の目的は、2011年3月11日に発生した東日本大震災以降の日本のエネルギー安全保障のあり方について、市場環境の変化と地政学との関わり観点から議論する。特に、福島第一原子力発電所の事故後に停止した原子力発電が日本のエネルギー政策に与える影響の評価と、シェール・ガス／オイルの登場（すなわち技術革新）を中心とした化石燃料の需給体制における国際構造の変容によってもたらされる地政学的な変化を、中東を中心とする政治的不安定性を絡めながら議論し、それによって今後の日本のエネルギー安全保障のあり方の方向性について述べる。

東日本大震災後の国内のエネルギー需給を見てみると、夏や冬の電力消費ピークに伴って電力需給のひっ迫する事態が発生したり、燃料費等の増大による電力料金の値上げがあったものの、大規模な停電などは発生していない。この結果を見れば、日本のエネルギー需給体制は、短期的な供給途絶のリスク（すなわち「敏感性」<sup>1)</sup>）についてはほぼ克服したとみることが可能である。これは、70年代の石油ショックを経て、石油を中心とする資源政策や、市場安定化に向けた供給国との協力関係の確立および需要国間の協調体制の構築、戦略備蓄体制の整備などを通じた従来のエネルギー安全保障戦略と、自国経済自身の体力に負うところが大きい。

しかしながら、敏感性の克服は、あくまでも現在の市場の構造が変化しないこと、および危機が短期的に終息することが前提となっている。中長期的に見れば、化石燃料市場において日本が大規模な輸入国であるという賦存条件は変わらず、またエネルギー技術において画期的なブレイク・スルーがなければ、当面日本のエネルギー消費量における化石燃料の占める割合は高いまま推移することになる。他方、このようなエネルギー調達構造の抱える潜在的な脆弱性の解消にまでは至らない。この資源依存国という前提だけが変化せずに、市場の構造や市場を取り巻く国際環境が変化した場合、日本の脆弱性が顕在化することになる。今後、原子力発電が以前と同レベルにまで回復することは中期的に想定できず、天然ガスや石油、石炭などの火力への依存が高まる一方で、シェール・ガス／オイルの登場が国際的な需給構造をどのように変化させ、それがどのような影響を日本にもたらすのかは、日本のエネルギー安全保障にとって重要なテーマである。

大口需要国であり中東への依存度を高めている、そして同時に大規模なシェール・ガス

埋蔵量を誇る中国とどのような関係を築くのか、中東における不安定要因をどのようにヘッジするのか、そして、シェール・ガス／オイルの登場によって、米国の行動がどのように変化するのか。また、こうした構造変化に対応するにあたって留意すべき点として日本の財政への影響はあるのか。

以下では、これらの要因が、現在の日本が抱えるエネルギー安全保障上の脆弱性（および敏感性）にどう影響を与えるのか分析し、その克服のための方向性を検討する。

### 1. エネルギー安全保障を考える枠組み

資源供給に係るリスクは、①資源の絶対量の不足、市場に十分に物資が出回らない状態、②物資は十分に足りているが、価格が高騰して、調達コストが異常に高くなり、経済への重大な圧迫要因となる状態、③消費国までは物資が到着し備蓄も十分にある状態ではあるが、何らかの理由によりエンド・ユーザーへの供給が行われない場合、が想定される。

なお、①の形態としては、生産そのものの技術的制約や生産国の戦略などによって市場に出回る商品自体が不足する場合と、需要地への供給ルート、すなわちシーレーンやパイプラインが遮断される場合がある。②は、急激な政治経済情勢等の変化によって交易条件が悪化し、より不利な条件による調達しか選択肢がなくなる状況や、リスクに敏感な投機筋の思惑による価格の高騰など市場の失敗などが主たる要因となろう。③は、地震や津波などの大規模な自然災害による流通システムの崩壊、何らかのトリガー要因による消費者市場のパニック心理がもたらす一時的な品薄状態などが考えられる。

こうした想定される事態の中でいかに安定的にエネルギー供給を確保していくかが問われるのがエネルギー安全保障政策である。エネルギー安全保障とは、『エネルギー白書』の定義によれば、「国民生活、経済・社会活動、国防等に必要な量のエネルギーを受容可能な価格で確保すること」とされる<sup>2</sup>。より具体的には、十分な量のエネルギーが提供され、それに対するアクセスが可能であり、またその価格も持続的な買い付けが可能である程度に受容可能であること、そして買い付けた資源を供給地から積出基地を經由して消費地である日本に運搬し、そして国内の最終消費地への輸送が完了するまでの過程において、障害が生じないことを意味する。

言うまでもなく、エネルギーの安定供給は、国家の経済および安全保障の根幹を成しており、とりわけ資源希少国である日本にとって海外からの資源供給を確保することは、国家の生存とほぼ同義であると言っても過言ではない。1970年代、ある意味では時代を先取りした形で安全保障概念の多元性を示唆した『総合安全保障』という概念は、この二度の石油ショックの経験の中から生まれてきた<sup>3</sup>。この概念確立を通じて、国家の生存にとって

重要なイシューとして、伝統的な国防の領域だけでなく、戦略的な物資・資源の供給途絶のリスクについても、国家として取り組む姿勢を明確にしようとしたのである。

日本のエネルギー安全保障に対する考え方は、70年代の二度の石油ショックを経て、国際石油市場が構造変化を遂げる中で形成されてきた<sup>4</sup>。石油ショックによる市場の変化を、日本が輸入する代表的な油種の一つであるアラビアン・ライトの価格推移でみると、かつて1バレル当たり2~3ドル程度で推移していた価格が、1973年の第一次石油ショックによって12ドルまで高騰し、1979年の第二次石油ショック時には34ドルまで高騰している。価格の高騰は、単に市場の需給バランスの変化や中東における危機によってもたらされたわけではない。この根底には、国際的な石油市場の構造変動があった。それまでは、主として需要国側の国際石油資本（メジャー）が供給も支配し、産油国と消費国の力学が消費国に有利にはたらいっていた。ところが、60年の石油輸出国機構（OPEC）の結成を経て資源ナショナリズムに目覚めた産油国がより自律的な石油戦略を採用し、70年代になると産油国は需要国に対して価格の形成においてより大きな影響力を獲得したのである。

こうした構造変化の上に中東危機が引き金となって石油ショックが発生したが、これに対して日本政府が構築してきたエネルギー安全保障政策には大まかに分けて三つアプローチが含まれていた。第一は、供給体制を安定的に維持するための方策である。そしてこれは大まかに二つに分類できる。危機管理と市場秩序の安定的な維持のための方策である。戦略備蓄やシーレーン防衛などは前者の危機管理、産油国との間の信頼醸成および、需要国間での国際エネルギー機関（IEA）を通じた戦略備蓄における協力体制の確立などは後者にあたる。2012年6月現在の石油備蓄は、国家備蓄が112日分、原油5011万キロリットル、製品13万キロリットル、民間備蓄（在庫）が86日分、原油1854万キロリットル、製品1904万キロリットル、合計198日分である。また、LPガスの備蓄についても、国家備蓄が20日分、63万5千トン、民間備蓄（在庫）が61日分、193万4千トンが存在する。これは、危機管理としての戦略備蓄体制がほぼ整ったと言ってもよいレベルであろう<sup>5</sup>。

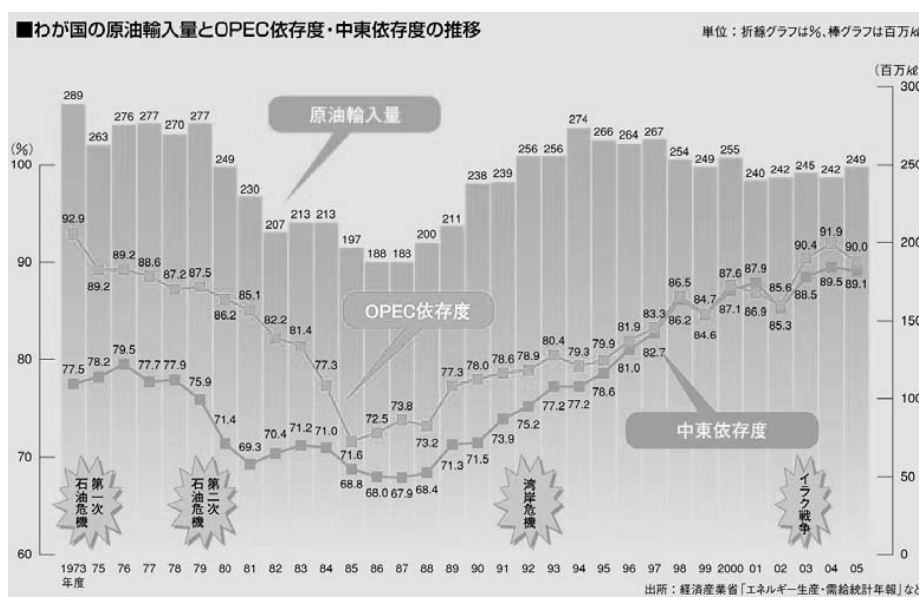
第二は、資源外交である。これは、石油の採掘権など上流の権益の確保を目指すものである。その目的は、資源の融通における便宜の獲得に加え、市場におけるレバレッジを得ることで価格の形成においても関与を強めていくことである。

第三は、エネルギー政策において、ある特定の資源への依存を減らして多角的なポートフォリオを組む、ベスト・ミックスの追求と省エネである。また、この中には、原子力発電<sup>6</sup>や新エネルギーの開発なども含まれる<sup>7</sup>。

70年代以降の石油および天然ガス価格の推移を見てみると、大まかに言って1980年以降2000年代後半までは安定的に推移し、地政学的なリスクによる変動も比較的短期で収束

している。

また、地政学的リスクの高い中東地域への依存度を下げていくことは、70年代以降の日本のエネルギー安全保障政策の一つの方向性であったが、以下の表が示す通り、80年代後半をボトムに、再び上昇傾向にある。これは、インドネシアやメキシコなど、中東以外の国からの輸入の伸び悩みが理由ではあるが、むしろサウジアラビアや UAE など中東の主要産油国と需要国との間の協調的な関係が確立されることにより、石油の安定供給が確保され、代替供給国を求める強力な誘因が消失したことも一因であろう<sup>8</sup>。



国際的なエネルギー供給の構造に照らして考えてみると、在来型石油資源の場合、資源の所在は様々な探査によってほぼ確定しており、資源の所在の変化によって供給者の構成に大きな変化がもたらされる可能性は、少なくとも短期的にはない。また、サウジアラビアなど安定的な供給者の存在により、市場を通じた価格の形成が比較的安定的に機能している。そのため、エネルギー安全保障の対策として、石油市場の構造的な問題にとりくむよりも、市場安定化により敏感性を低減させるための措置に重点が置かれてきたことは、政策的効率性を考えれば当然のことといえよう。

天然ガスの場合、グローバル・コモディティである石油が、各地の市場においてそれほど価格に大きな差異がないのとは異なり、その価格の形成は地域ごとに大きく異なる。しかし、基本的にはやはり天然ガスの調達においても現在のシステムのレジリエンス (resilience : 危機からの強靱な回復力) の強化、すなわち市場の安定的な機能を維持することが最も重要な対策であったと言ってよい。

近年になって、新興国の経済成長が顕著になり、そうした国の資源需要が高まる一方で、中国などを中心に海外の資源投資における競争も顕著になってきている。その中で、「資源確保指針」（2008年3月）が政府によって策定されている。これは、資源産出国による資源の国家管理強化の趨勢や、中国の国営企業による化石燃料資源の採掘権獲得の動きに代表されるような上流権益確保の動きが一層強まる中、民間企業の努力だけでなく政府も関与して探鉱・開発の権益や長期供給契約を結ぶことを意図している。「エネルギー基本計画」（2007年3月閣議決定）に基づき、重要な資源獲得案件（日本企業が関連する権益取得案件および長期供給契約案件等）、すなわち石油、石炭および天然ガス並びにウラン、レアメタルその他の鉱物資源に関し、それらの日本への安定供給に資する案件を政府全体で支援するための指針である。経済産業省は、資源戦略において今後注目すべき地域として3つの資源フロンティアに注目している。すなわち、①自然環境の厳しさやインフラの未整備から探鉱が行われてこなかった地域（東シベリア、北極圏、東アフリカ等）、②技術革新によって開発が可能となった資源（シェール・オイル、大水深等）、③国際情勢の変化によって開発が可能となった地域（イラク、リビア、一部アフリカ諸国等）という、地理的・地質的・地政学的フロンティアへの期待が高まっているとする<sup>9</sup>。

資源保有国においては、自国の資源をどのように経済発展に活用するか、その戦略に関心が高まっている。そこで、資源開発への投資を行うにしても、資源需要国間の獲得競争の激化や環境に関する規制強化などの諸条件を考慮に入れつつ輸出規制や税・ロイヤリティの引き上げの他、人材育成、インフラ整備、産業振興といった資源国の長期的な発展に資するコミットメントが資源供給の対価として求められることが多くなってきている<sup>10</sup>。これは、民間企業のみならず政府による多角的な政策や資金調達へのコミットメントが必要となっていることを示している。つまり、今後の資源確保戦略においては、より中長期的なビジョンに基づく、戦略的、政治的なレベルでの政策資源の選択と集中が求められることになることを示唆しているのである。

これらの考えを前提として、2011年3月11日の東日本大震災以降の日本の資源エネルギー戦略の置かれている状況について概観する。

## 2. 3.11 後の日本のエネルギーと財政リスク

2011年3月11日の東日本大震災によって東京電力福島第一原子力発電所でメルトダウンを伴った甚大な原子力災害が発生し、その影響によって日本の原子力発電はほぼ停止に追い込まれた。2012年3月現在、以前には54基あった発電用原子炉のうち、福島第一原発の4基は利用不可能になり、その他の原子炉については、2012年7月に再稼働した大飯



原発の2基を除き、すべてが停止状態にある。

これによって日本のエネルギー政策は大きな影響を受けることになった。従来日本の電力供給の約30パーセントを占めていた原子力が失われた結果、日本における電力の需給を安定させるためには、消費の削減（省エネ）、火力の増強、再生可能エネルギー等の利用拡大が必要となった。

政府は、原発への依存度低減を支持する世論の中で、2030年代に原発依存度をゼロにすることを盛り込んだ『革新的エネルギー・環境戦略』を採択した<sup>11</sup>。再生可能エネルギーの供給については2030年までに電力供給に占める割合を30パーセントにまで高めること、省エネについても2030年までに10パーセントの消費電力削減の目標が盛り込まれた。しかしながらこれらの努力には短期的に需要を満たすという意味では限界があり、原子力の代替は火力発電の増加に依存することになった。

その結果、日本のLNG調達は短期契約やスポットなどでの購入を通じて、大幅に増加した。2011年度のLNG輸入は前年度から1262万トン増加の8318万トンであった。そのうち、1100万トンが電力会社による輸入増である。増加した輸入は、カタール、オマーン、UAEといったアラブ諸国、ナイジェリアや赤道ギニアといったアフリカ諸国、ペルーやトリニダード・トバゴのようなラテン・アメリカ諸国、それにノルウェーなどで、従来長期契約に基づく取引が小規模にとどまる、もしくはそもそも長期契約を持たない国からの短期契約やスポットでの輸入が多くを占めた。とりわけ、カタールからは、長期契約での600万トンに対し、短期契約で830万トンの追加供給を受けることになった<sup>12</sup>。

さらに、2013年1月30日に発表された2012年の貿易統計によると、原油・粗油やLNG、石炭などを含む鉱物性燃料輸入額は約24兆円で、LNGは購入数量が前年比11.2パーセント増加して8731万4千トン、輸入額では、同25.4パーセント増の6兆14億9400万円に膨らんだ<sup>13</sup>。

市場での天然ガス価格は、2011年4月から2012年3月にかけて米国内のスポット価格（ヘンリーハブ指標）では\$4/MMBTUから半額の\$2/MMBTUにまで下落する一方、日本着のLNG価格は、2011年4月の\$13/MMBTUから、2011年8月には\$16/MMBTUを超え、2012年3月には、\$17/MMBTUであった<sup>14</sup>。日本のLNG輸入価格と米国での天然ガス価格の乖離は広がっている。

日本でのLNG輸入が膨らむ一方、全世界で見てもアジアを中心にLNGの輸入増加の傾向が見て取れる。2011年のアジア市場における輸入量は15パーセント増加している（なお、全世界のLNG需要に占めるアジアの割合は63パーセントである）。これは、日本の原発停止による電力会社の需要増だけでなく、中国やインドという大口需要国をはじめ

めとするアジアにおける需要の増加が影響したものである。インドにおける LNG 需要の増加は 37.4 パーセント、中国は 36.1 パーセントに上る<sup>15</sup>。

アジア市場における需要増加は、LNG 市場における需給バランスの悪化（価格の上昇）、他の需要国と市場で競争になった際のレバレッジ（調達先の多角化やスワップ取引の可能な権益など）の有無、備蓄や他のエネルギー源への多角化などの実現具合によって、日本の脆弱性を高める一因となる。

今後のエネルギー安全保障を考えるうえで 1970 年代から 90 年代にかけての時代と大きく異なる要素として、日本の財政上の懸念を指摘する必要がある。したがって、エネルギーに対する支出の増加がもたらす日本経済のファンダメンタルズへの影響についても触れておく必要がある。

資源調達コストの上昇が恒常的な国際収支の悪化をもたらした場合、巨大な財政赤字を抱える日本の財政に対する市場の信認の問題へと飛び火する可能性がある。それはさらに今後のエネルギー安全保障政策において多様な方策を講じるうえでの財政面での制約要因にもなる。

長引く原発の停止により急増した化石燃料の輸入増大は、日本の経常収支の悪化を招いた。2010 年から 2011 年にかけて日本の貿易収支は 9.2 兆円悪化し、31 年ぶりに貿易赤字（2.6 兆円）を計上した。そのうち、4.3 兆円が化石燃料輸入に由来するものであった。4.3 兆円の輸入増加の内訳は、原粗油が 2 兆円、LNG が 1.3 兆円、石油製品が 0.8 兆円などとなっている。この 2010 年度から 2011 年度にかけて増加した 4.3 兆円のうち、価格要因は 4.1 兆円であるが、2011 年から 2012 年にかけてはより数量要因の割合が増加していると見られている。また、2012 年 11 月の経常収支が、1 月を除いて<sup>16</sup>比較可能な 1985 年以降はじめて 2224 億円の赤字に陥り<sup>17</sup>、さらに翌月も経常赤字を記録した<sup>18</sup>。これは、所得収支の黒字を飲み込むほどの貿易赤字が計上されているということの意味する。2012 年の経常収支でも、過去最少の 4.7 兆円でこれは前年比 50.8 パーセント減である<sup>19</sup>。さらに、円安傾向が顕著になった 2013 年 1 月の貿易収支（速報値）は、比較可能な 1979 年以降で最大の 1 兆 6294 億円の赤字を計上した<sup>20</sup>。もちろん、円安は、輸出に有利に働くという点と、証券や海外の直接投資からの収益など所得収支の増加にも寄与するので、今後も継続して経常赤字が計上されるかどうかは不透明である。

しかし、化石燃料の調達が今後も必要とされるような状況が中長期的に継続し、さらに、ホルムズ危機や中東情勢の不安定化によって原油・天然ガス調達価格が上昇した場合、日本の経常赤字が定着する恐れがある。経常収支の悪化は、国債消化の資金に影響を与えかねず、市場はこれに反応しやすい。さらに、大量の国債残高を支えていた日本の貯蓄は、

家計貯蓄率の低下とともに、減少傾向にある。2012年の日本の家計貯蓄率は、1.9パーセントであり、3.7パーセントの米国の約半分、10.1パーセントのドイツの5分の1となっている<sup>21</sup>。

こうした状況においてエネルギー危機が発生し、それが長期化することになれば、日本のエネルギー・コストが高くなり、シェール・ガス開発により競争力を高める米国の産業に対して日本の産業競争力が低下する懸念と、日本の国債残高への懸念が相まって、日本の金融市場からのキャピタル・フライト（資本逃避）が発生する可能性がある。

このような財政上の懸念が、エネルギー安全保障上の複合的リスクもしくは帰結として存在することは留意しておく必要があるだろう。

### 3. シェール・ガス／オイル「革命」

次に、近年特に注目を浴びているシェール・ガス／オイル開発の動向が、エネルギー安全保障にどのような影響を与えるのか地政学的観点から概観する。特に本稿で取り扱うのは、中東における地政学のリスク、天然ガスの大需要国へと成長しつつある中国、そしてシェール・ガスの開発で先行し、国際的なエネルギー需給構造の上でそのポジションを劇的に変化させている米国の動向である。もちろん、欧州のエネルギー事情がシェール・ガス開発の動向次第で大きく変容していることは言うまでもないが、本稿で言及する地域・国については、日本のエネルギー供給体制により直接的な影響を及ぼすため、これらについて取り上げて議論するものとする。

#### (1) 中東の地政学リスク

米国におけるシェール・ガス／オイル資源の開発は、米国を2017年までに世界最大の産油国へと押し上げ、2020年代には自給を達成すると見積もられている<sup>22</sup>。これは、原油価格の押下げに貢献することになるであろう。それによって日本の抱える敏感性の面での懸念は低下することが期待される。しかし、当面、石油供給における中東依存度が大きく低下することは見込まれない。天然ガスにしても、米国からのシェール・ガスの輸入が始まるのは早くても2016、17年ごろと見られている。米国からのシェール・ガスの輸入は、調達ポートフォリオの多角化を通じた市場におけるレバレッジとして有用ではあるが<sup>23</sup>、引き続き中東からのガスの輸入は継続するであろう。したがって、米国におけるシェール・ガスの開発は、日本の敏感性の軽減に寄与することはあっても、石油に関して言えば中東への依存度が高止まりするという点においては、脆弱性は依然として残ることになる。中東における政治情勢の不安定性が地政学的要因としてエネルギー安全保障のあり方に与え

る影響は引き続き大きいものとしてとらえざるを得ない。

中東においては、二つの重大な懸念が存在する。一つはイランの核開発問題であり、もう一つは「アラブの春」後の政治的な不安定の拡大である。

核開発問題をめぐり欧米との対立が続くイランは、EU3+3 や国際原子力機関（IAEA）との交渉を断続的に継続しつつ、IAEA の保障措置協定に違反しない範囲において核兵器を製造するのに必要なウランの濃縮を継続しており、低濃縮ウランの保有量は着実に増加している。さらにフォルドウでは、より高性能な濃縮設備を山間地に建設している。また、2011年11月のIAEA事務局長報告書では、その付属書（Annex）において、イランの核計画における軍事的側面の可能性（Possible Military Dimension）を指摘し、パルチンの軍事施設における核兵器開発関連の研究開発の可能性に対しての懸念を強く示した。米国の科学国際安全保障研究所（ISIS）の報告書によれば、イランは2014年半ばまでに少なくとも核兵器1個分の核物質を製造できる見込みであるという<sup>24</sup>。このような状態に、イスラエルは、イランの核兵器能力獲得の可能性に対する懸念を強めている。

さらに、イスラエルにとってみると、イランによるハマスへの支援も安全保障上の重大な脅威である。

現在のところ、体制変更を含む強制的な措置に消極的な米国政府の意向や、イスラエル国内において先の選挙で右派が退潮傾向を示したことにより、イスラエルがイランの核施設を攻撃する可能性はそれほど高くないと見られている。

実際にイランがイスラエルによる核施設への攻撃に対する対抗措置としてホルムズ海峡を長期間にわたって封鎖するような事態が実際にあり得るかという点については疑問もある。第一に、イラン海軍および空軍に対し、第五艦隊を中心とする米軍の戦力は圧倒的である。イラン軍が採りえる戦術は、小型のディーゼル潜水艦や特殊部隊を使つての機雷敷設や、タンカーに対する攻撃である。しかし、こうした作戦はむしろイランに対する全面的な武力による報復を招くリスクが高いために、採用しにくいであろう。さらに、米軍との圧倒的な戦力格差によってイラン軍が無力化されるのにはおそらくそれほど時間はかからず、また、機雷が敷設されたとしても、掃海作業にそれほど手間取るとは考えられない。

しかしながら、イスラエルとイランの間の軍事衝突が発生する潜在的な構造的要因が解消に向かっているわけではなく、偶発的な事態も含め、イスラエルによるイラン攻撃の可能性、そして、それに対するイランの対抗措置としてのホルムズ海峡封鎖やホルムズ海峡の海域における衝突のリスクは常に存在している。

ホルムズ海峡が封鎖されると、サウジ、クウェート、UAE、イラン等から1550万バレル

ル/日程度の石油供給が途絶することになるが、これは世界全体の需要の 18 パーセントを占める。ホルムズを迂回するパイプラインの供給能力は、サウジが 465 万バレル/日程度（サウジのペトロライン、サウジ横断イラクパイプライン）、UAE（アブダビーフジャイラ）が最大 180 万バレル、合計すると最大 645 万バレルである。また、ホルムズ海峡封鎖によって影響を受ける湾岸諸国およびイランを除く OPEC 諸国の余剰生産力は 62 万バレル/日であり、これらを合わせても、ホルムズ海峡経由の平常の供給量の 4~5 割程度にしか過ぎず、一時的には供給不足が生じる可能性がある。

ただし、ホルムズ海峡が封鎖される事態に陥って一時的に石油の供給が途絶したとしても、IEA 加盟国は、供給不足を回避するための石油備蓄を放出することになるであろう。IEA 加盟国全体の石油備蓄量は、約 15 億バレル（2012 年 4 月現在）で、これで約 100 日弱の石油消費を賄うことができると言われている。日本だけでも、国家備蓄と民間備蓄を合わせて約 198 日分の備蓄がある。

そのため、実際の需給バランスという観点からすれば、ホルムズ海峡封鎖だけでは量的な面での供給途絶は発生しないであろうと考えられる。したがって、イランによるホルムズ海峡封鎖により原油価格の一時的な高騰があったとしても、米軍が介入することになれば原油価格は下落に向かい、その結果、国際金融市場に対するインパクトは一時的なものに過ぎないことが予想される。

次に、ホルムズ海峡が封鎖され、天然ガスの供給が途絶した場合の影響について考察してみる。ホルムズ海峡の通行が不可能になった場合、カタール、UAE からの供給が途絶すると想定すると、世界全体の貿易量の 33 パーセント、短期 3 年ものでも 28 パーセントの供給が消失することになる。日本の場合、2011 年の UAE、カタールからの天然ガス輸入は、合計 1738 万トン、全体の 22 パーセントを占めている。これに、ホルムズ海峡の外に位置するオマーンからの輸入を加えると、中東から日本への LNG 供給は全体の 27%程度になる。

LNG は、輸送を可能にするため天然ガスの液化施設や特殊なタンカーの必要性という、流通メカニズムにおける物理的な制約がある財であるという性質上、大陸間の市場流動性はそれほど高くはない。ある特定の地域においてガス供給に不安が生じたとしても、すぐに他の地域に輸送を振り向けるということが簡単にいかない場合も少なくない。

このような量的な不足に加え、日本の場合、価格面におけるリスクも想定される。すなわち、LNG の輸入価格は原油価格と連動しており、中東における地政学的危機が発生した場合、単に中東からの供給が減少して需給がひっ迫するだけでなく、他の調達先からの LNG の輸入価格も上昇することになる。

さらに、国内の備蓄および緊急融通体制が石油に比べ脆弱であることが指摘されよう。民間在庫は、電力会社が半月弱、ガス会社が3週間弱程度となっている。石油と違い備蓄が義務付けられていないため、供給の途絶が長引けばより厳しい需給のひっ迫が発生する可能性が考えうる<sup>25</sup>。

ここまで、ホルムズ海峡閉鎖のシナリオをベースに論じてきたが、おそらく、イランが採りうる対抗策として最悪のシナリオは、サウジアラビアの石油関連施設への攻撃により、サウジアラビアからの石油の輸出が数カ月以上にわたって不可能になることであろう。例えば、サウジで生産される原油の6割以上を処理しているアブカイクの処理施設や、ラス・タヌラの積出港などがミサイル攻撃によって破壊されるといったシナリオである。

その際、カタールからのLNGの輸出が継続されるとするならば、日本の石油の戦略備蓄が198日分であることを勘案すれば日本の石油・天然ガス調達体制には一定程度のレジリエンスが備わっていると見ることもできる。他方で、IEA 諸国間での備蓄放出における協調体制の維持および大規模消費国である中国やインドの備蓄体制<sup>26</sup>によっては、グローバルな規模での石油危機に発展する可能性がある。その場合、すでに議論された通り、原油価格とリンクしている現在のLNG長期契約の価格決定方式では、調達コストの上昇にもつながってしまうため、日本のエネルギー政策にも中期的に影響が出てくることになる。

なお、本稿では紙幅の都合と情報の不確実性のために触れていないが、中東における政治的な不安定性を助長するリスクとしてムスリム同胞団の伸長がある。そしてこのムスリム同胞団へはカタールから資金が流れているとの指摘にも留意すべきであろう。また、サウジアラビア東部に多いシーア派住民の動向についても、イランとの関係も含め注意すべきである。

また、サウジアラビアについては、安定的な石油市場を支える構造自体に変化をもたらす可能性についても考慮すべきであろう。サウジアラビアは原油確認埋蔵量が2011年時点で2654億バレルと世界第二位の埋蔵量を持ち<sup>27</sup>、生産量も日量930万バレルと世界最高水準である。一方、石油消費量は日量281万バレル（BP統計、2010年実績）で、年率8パーセント（ピーク時）の伸び率で増加している<sup>28</sup>。このまま消費量が増加し続けると、2030年までにサウジが石油輸入国に転じる可能性があるとの指摘もある<sup>29</sup>。

これまで、市場における重要なプレーヤーとしてその安定のために主導的役割を發揮してきたサウジアラビアが、石油輸出の収入減少によって財政基盤が次第に脆弱になり、サウード家への国民からの信認が低下し、不安定化するようなことがあれば、市場への石油の供給と需給調整を通じた安定化の両面から不安定性が増大する。

## (2) 「チャイナ・リスク」

日本のエネルギー安全保障を考えるうえで、経済大国として台頭する中国やインドの動向をおさえておくことが重要である。とりわけ、中国は、資源の消費大国としておよび大規模なシェール・ガスの埋蔵量を誇る保有国としての両面から見る必要がある。

2010年から2035年までの世界の一次エネルギー需要の増加のうちアジア地域での増加がその3分の2を占め、その中でも中国での増加が全体の3分の1を占めている。2010年に中国は、日量480万バレルの原油を輸入しているが、これは前年2009年から17.5パーセントの上昇となっている。一方、天然ガスについては、2009年には世界第7位の天然ガス消費国になり、2011年には国産ガスの供給が前年比1割増、1000億立方メートルを超えたが、消費の伸びは前年比2割増とさらに高く、消費量は1300億立方メートルとなった。すなわち、香港の輸入量を差し引いた中国の天然ガスの輸入量は、279億立方メートルで、さらに2012年には約400億立方メートルに達すると見られている<sup>30</sup>。LNGの消費量が増加するに従い、中国の国際LNG市場におけるプレゼンスは拡大の一途をたどっている。

中国のシェール・ガスの可採埋蔵量は、25兆800億立方メートル（2012年2月中国国土資源部発表）とも、36兆立方メートル（2011年4月米国エネルギー情報局発表<sup>31</sup>）とも言われている。ただし、この調査は中国全土での地質調査に基づいていないので、いまだに正確な数字はつかめていないといえる。2012年に国土資源部と国家能源局は、「シェール・ガス第12次五カ年計画（11～15年）」を公表している。それによると、中国は、この5年間に資源の評価、研究開発を進め、中国の地質条件に適したシェール・ガス探鉱開発技術を形成し、重要な施設の自主開発を行い、目標として国内のシェール・ガスの生産を、2015年までに65億立方メートル、さらに次の5カ年計画では2020年に660億～1000億立方メートルという生産目標が盛り込まれているとされる<sup>32</sup>。

しかし、この資源開発が抱える課題は二つある。第一に、資源が、採掘が困難な地域にあると見られていることである。例えば、四川省では、地層の褶曲が大きい。またタリム盆地は、そうでなくても水資源の乏しいところであり、シェール・ガスを取り出す際に高圧力で注入する水の確保が大きな課題となろう。

第二に、シェール・ガスの採掘に必要な技術力の課題である。中国においても、既に在来型の石油・天然ガス、および炭層メタンの開発で水平坑井や水圧破砕などの技術が用いられているが、シェール・ガス開発への適用にあたっては、個別技術の一部の水準が不十分であることに加えて、技術を組み合わせて生産を最適化する技術能力が不足しているとみられる<sup>33</sup>。そこで、中国は海外、特に米国からの技術移転を目論み、シェール・ガス会社への出資やCNPC－シェル共同研究開発協定、SINOPEC－エクソン・モービル共同研究

開発協定などを通じて、早期の技術移転を図っている。なお、米中間には、2009年に胡錦濤国家主席が訪米した際に締結された「米中シェール・ガス資源イニシアティブ」がある<sup>34</sup>。ただし、米国側は中国国内における外資の参入規制とも相まって、30年かけて蓄積してきたノウハウを移転させることで中国が「後発者の利益」を安価に得ることに對して慎重であると伝えられる<sup>35</sup>。

政府はエネルギー安全保障の観点からシェール・ガスの早期開発に意欲的であるが、PetroChina、SINOPEC、中国海洋石油（CNOOC）の中国の三大石油会社は技術の成熟度や経済合理性から、シェール・ガスについては技術開発や調査を進めつつも、タイトガスや炭層ガス（Coalbed methane、CBM）の開発により高い優先順位をつけている。中長期的に見ると、中国のLNG輸入インフラ整備の進捗状況や、シェール・ガスの開発の遅れ次第によっては、中国が輸入LNGへの依存度をより高めていく可能性がある。

その場合、日本を含む周辺諸国のLNG調達にも影響が出てくることになる。中国が自国のシェール・ガスを開発すれば、調達コストの高い輸入LNGは中国市場から減少していき、日本にとっては価格面においても契約交渉面においてもよい条件での調達が期待できるが、開発が計画よりも遅延する場合には、引き続き需要が拡大する中国との資源の「奪い合い」の懸念も残る。

石油資源の面でも、中国との競争に直面しよう。中国の国営石油企業は、積極的に海外の資源開発に投資を行っており、2010年後半までに、31カ国で操業、そのうち20カ国でエクイティ・オイルを持っており、また2010年に中国の国営石油企業は、ラテン・アメリカなどで160億ドルの投資を行っており、海外の資源開発に積極的に参入している。

### （3）ゲーム・チェンジャーとしてのシェール・ガス／オイル革命：米国の役割の変化

米国やカナダからのシェール・ガス輸入が可能になるとすれば、安定的な供給源を確保することになる。また供給減の多角化、つまり政治情勢等が比較的不安定な他の供給国への依存度を低減することが可能になる。長期にわたる日米二国間関係の安定性を勘案すれば、こうした敏感性を軽減するメカニズムは構造レベルに近いところまで確立され得るであろう。それによって、さらに、そのような不安定な供給国からの供給途絶による短期的かつ急激な需給の悪化に際し、緊急の対策として融通を受ける可能性も高まる。したがって、敏感性を軽減する観点からもその有効性が期待できる。

ただし、米国からのシェール・ガスの輸入が増加することにより、日本経済が新たな構造上の脆弱性を抱える可能性も指摘されよう。その第一は、米国の中東政策へのコミットメントの変化の可能性である。



第二は、貿易収支の構造的変化である。これまで日本からの出超が続いていた二国間の貿易収支であるが、シェール・ガスの輸入や米国企業の競争力の高まりによって、米国側に有利に変化する可能性がある。その場合、従来のような米軍のアジア太平洋における前方展開を日本が財政的に支えるという構図を維持することが政治的に可能なかどうか疑問が高まる懸念がある。同時に、次に述べるように、中東の秩序安定においてより大きな役割が求められることになることも想定される。

米国がガス、石油の自給を達成することにより、米国の対外戦略上の中東の位置づけも変化する可能性がある点について、まず最初に二つの留意事項を示しておく必要がある。第一に、米国が国際秩序に対して引き続きリーダーとしてその形成と維持に対する意欲を持っている限り、中東におけるパワー・プロジェクションの象徴でもある第五艦隊が撤退するといったような劇的な変化が米国の戦略的姿勢に起きることは想定しがたい。第二に、第一の事項とも関連するが、米国内の政治環境においては、イスラエルを「見捨てる」という政策の選択肢は採用しにくい。これらが前提となるとはいえ、中東からの資源供給が減少し、シーレーンの安全保障確保を含む中東における秩序の安定と維持のために、自らがコストを負担するインセンティブは低下する。少なくとも国内での、コストのかかる中東へのコミットメントを減少させるような政治的圧力が高まることになるであろう。

となると、資源獲得において中東への依存度の高い日本や中国（自国のシェール・ガスの開発が中期的には劇的に進まないことを想定）などへのシーレーンの安全保障において相応の分担を求めてくる可能性も出てくるであろう。現在でも中国が輸入する原油の77パーセントがホルムズ海峡を通過していると言われており、さらに2015年には、日量350万バレルが通過するとみられる。このことはすなわち、シェール・ガスおよびオイルの開発が大規模に行われぬ限り、エネルギーにおける中国の中東依存はしばらく継続することを意味している。

その際に日本は、同盟国である米国との間だけでなく、資源獲得においてはライバルでもあり、市場の安定化やレバレッジの獲得などによって「アジア・プレミアム」の解消のためには共闘の必要な中国との間に、中東という東アジアとは離れた地域においてどのような海洋の安全保障をめぐる関係を構築していくのかというビジョンが必要となる。

## まとめ

中期的に見れば、シェール・ガスの登場が日本のエネルギー安全保障上の「敏感性」の低減に貢献する可能性は高い。それは、資源の価格低下や、あるいは調達先の多角化を通じた契約交渉におけるレバレッジの確保を通じて実現されよう。調達先の多角化というこ

とでは、本稿では触れていないが例えば、シェール・ガスの開発が欧州で進むようになれば、米国向けが想定された中東からの LNG の欧州市場への流入で押し出された格好になったロシアの天然ガス・ビジネスはよりアジア市場へと目を向けるようになるであろう。日本という需要国が抱える対供給国関係でいえば、需給構造の根本的な「脆弱性」の軽減に寄与する割合は、当面のところ比較的小さいと言えるが、多角化はその軽減に貢献しうるであろう。また、シェール・ガスの開発が米国で先行し、欧州や中国などにおける開発は遅れているのに加え、まだ埋蔵量の確認がなされていない地域も多くあり、世界全体としてどのような形で資源の需給構造に影響を与えるのか定かではない。

逆に確実なのは、中国、インドをはじめとする新興国での資源の需要は継続的に増加することであり、とりわけ中国との関係では、資源輸入国同士として LNG の調達価格やシーレーンの防衛等、協調していく必要のある面と、市場や資源開発の権益獲得における競争の面が共存する、単なる win-win もしくは zero-sum として割り切れない複雑な関係性を持つことになる。中国とどのような形でエンゲージしていくのが望ましいのか、対話と信頼醸成を強化する中で模索していく必要がある。

さらに、今後も引き続き中東への依存状況が変わらないとするならば、中東における政治変動に対するリスクにどう対処すべきか、そのリスク軽減のための対処方針と危機管理が求められよう。その中には、従来行っている戦略備蓄や国内の流通における安定供給の担保も含まれるが、とりわけ今後より一層地域への政治的な関与（プレゼンスの強化）が求められよう。アルジェリアにおいて BP の天然ガスプラントがテロリストに襲撃されて日揮やその関連企業の社員が犠牲になった事件は記憶に新しいが、中東・北アフリカ地域において政治的な不安定性が存在する国では、資源開発においてはこのようなリスクは当然ついて回る。中期的な政治変動への対処（これは主として社会経済開発等への支援による社会の安定化への貢献によってなされることになるだろう）と共に、その関与がより適切かつ効果的であるためには、インテリジェンスの強化が必要になる。

そして、米国との関係については、2016 年とも 2017 年とも言われる米国からのシェール・ガスの供給の開始が日本のエネルギー安全保障にポジティブな影響を及ぼすことは間違いない。他方で、これは日米関係全体に構造的な変化をもたらす可能性がある。米国の貿易収支が改善する一方で、日本の貿易収支が悪化するような状況が出現すれば、米国の前方展開を日本が財政的に支えるという従来のアジア太平洋における日米同盟の安全保障上の構造の一部が維持できなくなる可能性がある。また、米国が石油調達において中東への依存度を減らしていけば、中東の秩序の安定に対して、とりわけシーレーンの防衛等においてその受益国に負担を求めてくることになることは想像に難くない。

このように見ていくと、シェール・ガスの登場は日本のエネルギー安全保障を取り巻く地政学的環境に大きな変容をもたらすことがわかる。その中で日本が当面天然ガスを中心とする化石燃料への依存を低減させることができず、貿易赤字を計上し続けることになれば、より積極的な資源戦略が必要であるにもかかわらず財政上の制約によりそのような施策が取れない、すなわち脆弱性を受容せざるを得ない状況が出現する。このような財政上の課題の克服、原発の安全な再稼働を含む化石燃料調達コストの低減などの施策が求められるところである。それも合わせ、今後さらに外交、安全保障、国内の経済政策、対外的な国際経済政策をどのように総合していくのか、その構想が問われることになる。

最後にこうした状況を打開する可能性の一つとして技術革新の持つ可能性について触れておきたい。例えば、千代田化工が研究開発を進めている、水素の大量貯蔵技術を使った「水素サプライチェーン構想」である<sup>36</sup>。これは、化石燃料を利用する際に発生する炭酸ガスの回収と貯留に必要なエネルギーを高価な日本の輸入エネルギーを使用することなく、炭酸ガスの貯留場所で水素製造を行い、トルエンに水素を化学的に固定する（水素化反応）ことで水素の常温・常圧での輸送、貯蔵が可能になる（そのため、水素をキャリアにしてエネルギーの輸送が可能になる）技術である。このような技術の提供を通じて、資源国との協力関係を強化していくことは、省エネ・環境対策、資源ポートフォリオの多様化、そして二国間関係の強化という三つの面で貢献することになる。その意味では、原子力も含めエネルギー分野やその周辺産業（高性能の鋼管など）における技術力の強化も日本のエネルギー安全保障戦略にとっては極めて重要な要素として認識されるべきであろう。

#### —注—

<sup>1</sup> ジョセフ・ナイとロバート・コヘインによる「複合的相互依存」論の概念を援用して概念的に整理すると、エネルギーの安定供給を阻害する、「脆弱性」と「敏感性」をいかに緩和していくか、ということになる。

「脆弱性」とは、主体が重要と考える変数（指標）に起こった変化を、自らの内部状況や外部状況を変化させることで許容範囲に戻すことができるかできないかの度合いであり、主として、中長期的な構造的変化を指す。すなわち、既存のシステムの構造自体の変化を意味する。

また、「敏感性」とは、システムのある部分に変化したとき、システムの他の部分が単位時間あたりの程度変化したかを意味する。これは、システムの全体的な構造には変化は生じないものの、短期的に政策や状況の変化によってどの程度国家・社会が影響を受けるかの度合いを示す。

Cf. Robert O. Keohane and Joseph S. Nye, Jr., *Power and Interdependence: World Politics in Transition* (Boston: Little-Brown, 1989).

<sup>2</sup> 『エネルギー白書』2011年。

<sup>3</sup> 衛藤審吉・山本吉宣著『総合安保と未来の選択』（講談社、1991年）参照。

- 4 ただし、海外での資源獲得や、先進資源消費国（OECD 諸国）との協調などについては 60 年代から日本国内で議論されてきた。
- 5 当然ながら、これをどのようにエンド・ユーザーに配るのか、という点については課題も指摘されよう。東日本大震災の結果として得られた教訓として、国内の流通におけるセキュリティの確保についても言及する必要がある。
- 東日本大震災後の日本国内におけるエネルギー供給をめぐる問題は、エネルギー安全保障の問題は単に供給地から日本の水際までで終了する問題ではないことを示している。東日本大震災時に発生した被災地における燃料供給の障害は、供給ルートである道路が幹線および末端の双方において大きな被害を受け、比較的復旧の早かった幹線道路を通じて需要地近くまでの搬送は可能であったが、そこから末端の需要者への供給が停滞した。
- また、市場における心理の影響も指摘されよう。震災直後、日本各地で発生したガソリンスタンドで給油を待つ長い列は消費者の供給途絶への危機感から起きたものであるが、実際に列に並んだ車の多くは、5 リットル、10 リットルの給油であったという。同様の事態は、70 年代の石油ショックにおいても発生している。1973 年の石油の輸入量は、実際には前年比で増加を示しており、すなわちそこには量的な危機は発生していなかった。しかしながら、価格の高騰とそれによって引き起こされた市場の心理によって危機が発生したのである。
- 実際、数字の上から見れば日本の石油備蓄はこのような危機に対応するには十分な体制にあると言えるが、このような心理的な反応に対するクライシス・コミュニケーションの重要性は指摘されるべきであろう。
- また、東日本大震災の際には、自衛隊の燃料補給に関する点でも万全の状態ではなかったとの指摘もあり、どのようなセクターにどのように資源を配分するのか、優先順位付けやその配分の方法についても検討が必要である。
- 6 核燃料サイクルの確立を含めた原子力発電は、まさに 70 年代の石油ショックの時代に、準国産のエネルギー資源の確保が強く意識され、推進されたことに留意。
- 7 1980 年に大平正芳首相（当時）に提出された、総合安全保障研究グループの報告書など参照。  
<http://www.ioc.u-tokyo.ac.jp/~worldjpn/documents/texts/JPSC/19800702.O1J.html>
- 8 当然、中東の質的に劣る原油を精製する施設を日本が持っており、大型タンカーでの輸送など採算面でも好条件であるなど、経済的な理由もあることは言うまでもない。
- 9 経済産業省『資源確保戦略』（第 15 回パッケージ型インフラ海外展開関係大臣会合 報告資料）平成 24 年 6 月、10 ページ。<http://www.enecho.meti.go.jp/policy/shinenseisaku2.pdf>
- 10 同、6 ページ他。
- 11 ただし、この文書自体が閣議決定されたわけではない。閣議決定では、エネルギー・環境会議が決定した同文書を「踏まえて」、今後のエネルギー・環境政策は、「関係自治体や国際社会等と責任ある議論を行い、国民の理解を得つつ、柔軟性を持って不断の検証と見直しを行いながら遂行する」とされている。平成 24 年 9 月 19 日閣議決定「今後のエネルギー・環境政策について」。
- 12 GIIGNL, *The LNG Industry in 2011*,  
[http://www.giignl.org/fileadmin/user\\_upload/pdf/A\\_PUBLIC\\_INFORMATION/LNG\\_Industry/GIIGNL\\_The\\_LNG\\_Industry\\_2011.pdf](http://www.giignl.org/fileadmin/user_upload/pdf/A_PUBLIC_INFORMATION/LNG_Industry/GIIGNL_The_LNG_Industry_2011.pdf)
- 13 財務省『報道発表（平成 24 年分（輸出確報；輸入速報<9 桁>））』、平成 25 年 1 月 30 日、  
[http://www.customs.go.jp/toukei/shinbun/trade-st/2012/2012\\_115.pdf](http://www.customs.go.jp/toukei/shinbun/trade-st/2012/2012_115.pdf)
- 14 森川哲男『東日本大震災後の LNG 需給の状況』、IEEJ、2012 年 6 月、<http://eneken.ieej.or.jp/data/4374.pdf>
- 15 GIIGNL 前掲資料。
- 16 1 月は正月休みなどで黒字幅が縮小しやすいという。
- 17 Reuter 「焦点：赤字転落の経常収支、定着せずとも日本の「稼ぐ力」に疑問」、2013 年 1 月 11 日、  
<http://jp.reuters.com/article/topNews/idJPTYE90A04X20130111>
- 18 Reuter 「2012 年の貿易収支は過去最大の赤字、32 年ぶり大幅更新」、2013 年 1 月 24 日、  
<http://jp.reuters.com/article/topNews/idJPTYE90N00020130124>
- 19 FNN ニュース、「2012 年経常収支 黒字幅が 2011 年より半減、過去最少に」、2013 年 2 月 8 日、  
<http://www.fnn-news.com/news/headlines/articles/CONN00240169.html>
- 20 財務省『報道発表（平成 25 年 1 月分貿易統計（速報）の概要）』平成 25 年 2 月 20 日、  
[http://www.customs.go.jp/toukei/shinbun/trade-st/gaiyo2013\\_01.pdf](http://www.customs.go.jp/toukei/shinbun/trade-st/gaiyo2013_01.pdf)
- 21 *OECD Economic Outlook*, Volume 2012 Issue 2, No.92, December 2012, Annex Table 23,  
<http://www.oecd.org/economy/outlook/economicoutlookannextables.htm>
- 22 IEA, November 2012.
- 23 例えば、関西電力が BP との間で結んだ LNG 調達契約では、調達価格の決定は、原油ではなく天然ガス価格指標にリンクしており、BP が保有する複数の供給源から供給を受けるポートフォリオ契約を採用している。これは、現在の市況下においてはより安価な価格での調達を可能にし、また複数の

供給源があることからリスクヘッジにもなりえる。

このような契約は、シェール・ガスが天然ガス市場全体に与える影響により、BP が売り先の確保を優先したものとの見方もあり、そうだとすれば、ポートフォリオの多角化や交渉のレバレッジといった意味で、シェール・ガスの存在は大きいともいえる。契約形態および内容は、エネルギー安定供給のための重要な要素ではあるが、本稿の主題ではないのでここでは踏み込まない。

<sup>24</sup> The Project on U.S. Middle East Non-Proliferation Policy, *U.S. Non-Proliferation Policy in the Changing Middle East*, ISIS, January 14, 2014, p.30.

<sup>25</sup> 例えば、2005年8月から9月にかけて、ハリケーン・カトリーナが米国のメキシコ湾を襲った際に天然ガスの方が価格面での変動は激しかった。

<sup>26</sup> 中国は、2020年までに5億バレルの戦略備蓄を達成する計画を進めていると言われる。現在の中国の一日当たりの石油消費量は、967万バレル（出典：BP Statistical Review of World Energy 2012 - Oil: Consumption, 2011）である。したがって、計画が達成されればおよそ50日分の石油が備蓄されることになる。さらに、現在商用備蓄が約20日分ほどあると見られている。

インドは、石油需要の約75%を輸入に依存しており、2025年ごろには中国、日本に次ぐ石油純輸入大国になるものとみられている。政府は戦略石油備蓄体制の構築を決定、Oil Industry Development Board (OIDB) に Indian Strategic Petroleum Reserves Limited (ISPRL) を創設し、備蓄プロジェクトを開始した。2012年末までに850万トン（6,263万バレル）備蓄体制とする計画であるが、現在の1日当たりの消費量347万バレル（出典：BP Statistical Review of World Energy 2012 - Oil: Consumption, 2011）からすれば、わずか18日分にしか過ぎない。

JPEC 海外石油情報（ミニレポート）「急成長するインドのエネルギー需給とその戦略」、平成23年1月28日、[http://www.pecj.or.jp/japanese/minireport/pdf/H21\\_2010/2010-030.pdf](http://www.pecj.or.jp/japanese/minireport/pdf/H21_2010/2010-030.pdf)

<sup>27</sup> 一位はベネズエラの2965億バレル。

<sup>28</sup> 1人当たりの石油消費量は日本の2倍以上にあたる1日15リットル超とされる。

<sup>29</sup> “Saudi Arabia May Become Oil Importer By 2030, Citigroup says,” *Bloomberg*, September 4, 2012.

需要増に伴う石油資源枯渇の可能性も踏まえ、サウジアラビア政府は代替エネルギーの開発に着手している。2030年までに16基の原発を建設する計画を発表し、太陽光など再生可能エネルギーへの投資も進めている。

<sup>30</sup> 竹原美佳「上海ハブ、シェールガス大国誕生か？～中国のガスをめぐる状況～」、『石油天然ガスレビュー』、2012年11月、Vol46, No.6、27～28ページ。

なお、2012年6月のLNG平均輸入価格は、\$11.6/MMBTUで、日本の同月のLNG平均輸入価格\$16.8/MMBTUより約5ドル安い。

<sup>31</sup> EIA, *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 regions Outside the United States*, April 2011.

<sup>32</sup> 竹原美佳、前掲論文、37ページ。

<sup>33</sup> 電力中央研究所 研究報告書、上野貴弘他『中国はシェールガスの開発技術を獲得できるか』2012年4月。

<sup>34</sup> ただし、このイニシアティブは、まだ名目的なものに過ぎないとの見方もある。

<sup>35</sup> 他方、中国系技術者が米国のシェール・ガス会社へ浸透しており、そうした人材を通じたノウハウの移転を指摘する声もある。

<sup>36</sup> その概要については、千代田化工のホームページを参照。  
<http://www.chiyoda-corp.com/technology/future/hydrogen.html>

## 第5章 日本のエネルギー戦略と資源外交のあり方

秋元 論宏

### はじめに

本章では、日本のエネルギー需給の現状を俯瞰し、エネルギー安全保障上の課題について国際的視点から総括した上で、ここ数年米国やカナダで急速に開発が進むシェールガスやタイトオイル等の非在来型資源開発を念頭に置きながら、日本のエネルギー戦略を検討し資源外交のあり方を考察する。

日本は世界有数のエネルギー消費大国であり、エネルギー安全保障は経済のみならず国家全体の安全保障の基盤であるにも拘わらず、エネルギー調達の基盤は極めて脆弱であった。実際、在来型エネルギー資源の確保に関しては、日本のエネルギー安全保障は調達先の多様化を求めながらも、その大宗の輸入先である中東を中心とした供給側の事情に対して受け身にならざるを得なかったと言っても過言ではない。更に、日本は中東を中心とした供給国の指導者層との関係は、長い歴史的・制度的な繋がりを有する欧米主要国と比べて希薄であり、更に欧米主要国とのエネルギー安全保障面における連携も容易ではなく、これまで国家戦略としての資源外交は確固とした指針が確立し難い事情が存在した。

しかし、近年こうしたエネルギー資源を取り巻く世界環境が、従来予想もされなかったマグニチュードで変化した。1930年代より存在自体は認識されていたが、ここ数年の間に技術面や経済面での課題を克服し、米国やカナダを中心に開発が本格化した非在来型エネルギーの開発である。いわゆる「シェールガス革命」であるが、開発の規模と速度はこれまでの常識を超えたものであり、順調に進めば開発は継続的に拡大することが見込まれており、世界のエネルギー供給事情を劇的に変化させつつある。非在来型エネルギーが経済性を伴い同盟国・友好国から大量に供給される可能性は、日本にとってはエネルギー戦略に大きな影響を与えると同時に資源外交における指針確立の新しい可能性をもたらしている。

かかる中、日本に求められるのは、非在来型エネルギーの登場により大きく変化したエネルギーを取り巻く外界環境を最大限に活用する、国家的なエネルギー基本戦略を早急に策定し外交政策に反映させることである。非在来型エネルギーの開発は、日本のエネルギー安全保障の強化に千載一遇の機会を提供しており、従来の省庁間の壁を超越し中長期的な基本政策の策定を可能とする機能の構築が望まれる。

## 1. 日本のエネルギー需給：脆弱なエネルギー基盤

### (1) 日本のエネルギー消費規模は世界第5位と消費大国

日本は、世界第3位のGDP規模を誇り人口も世界第10位であることから、化石燃料の消費規模は図表1に示す通り世界第5位とエネルギー消費大国である。2009年の石油、天然ガス、石炭を合計した消費量は4億1400万石油換算トンであり、これは世界最大の生産国サウジアラビアの2009年の年間石油生産量4億6300万トンの実に9割に相当する。

日本は、この膨大なエネルギーを安定的かつ経済的に確保する必要がある。

図表1 化石燃料の消費量ランキング

	石油・天然ガス・石炭 100万石油換算トン	人口 100万人	人口一人あたり 石油換算トン/人
中国	2,419	1,348.1	1.79
米国	1,962	310.4	6.32
ロシア	609	143.0	4.26
インド	513	1,206.9	0.42
<b>日本</b>	<b>414</b>	<b>127.8</b>	<b>3.24</b>
ドイツ	254	82.3	3.09
イラン	226	74.0	3.05
サウジアラビア	217	27.4	7.91
ブラジル	159	194.9	0.81

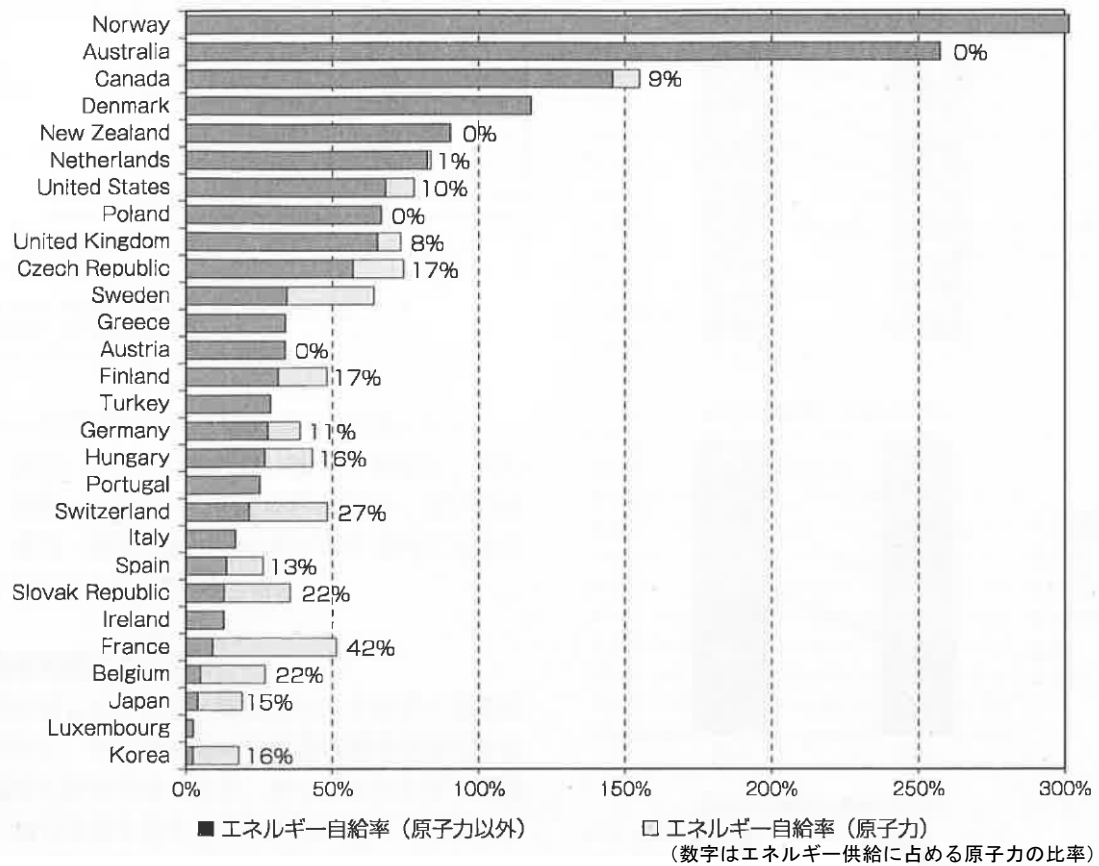
出所：BP統計2012

### (2) エネルギー自給率は原子力を除くと僅か4パーセント

一方で、エネルギー供給は、石油、天然ガス、石炭ともにほぼ全量を輸入に頼っていることから、2009年のエネルギー自給率は僅か4パーセントにとどまっている。日本はエネルギー基盤が脆弱という現状を深く認識する必要がある。図表2はOECD主要国のエネルギー自給率を比較したものだが、日本は、韓国と並んで低いエネルギー自給率が際立っていることが分かる。

2009年に日本のエネルギー需要の15パーセントを原子力が担っていたが、2011年3月の東日本大震災の際に福島第一原子力発電所で事故が発生した為に原子力発電所の稼働停止を余儀なくされ、15パーセントに相当する原子力からのエネルギー供給がストップした。この代替として、天然ガス火力発電や石油火力発電を増やしたことで、コストアップによる電力料金値上げや輸入燃料増加による貿易収支悪化などのマイナス影響が生じている。

図表2 OECD主要国のエネルギー自給率

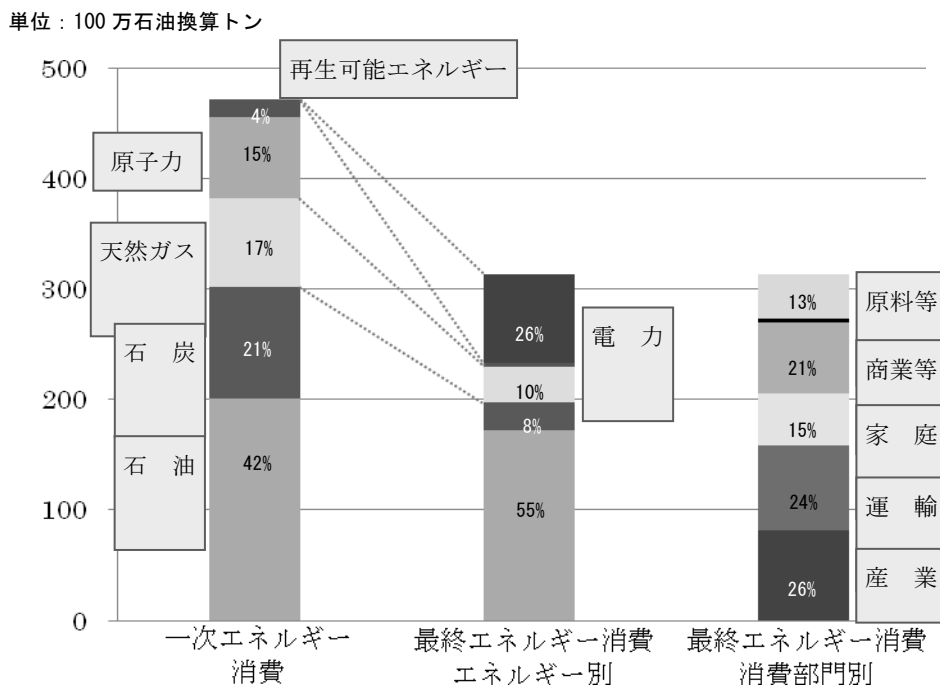


出所：エネルギー白書 2011

図表3は日本の一次エネルギー消費構成である。一次エネルギー消費の内訳は、石油42パーセント、石炭21パーセント、天然ガス17パーセント、原子力15パーセント、水力発電を含む再生可能エネルギーが4パーセントとなっている。石油の輸入依存度は99.6パーセント、石炭は100パーセント、天然ガス95.8パーセントである。日本のエネルギーは輸入化石燃料によって支えられている。



図表3 日本の一次エネルギー消費構成（2009年）

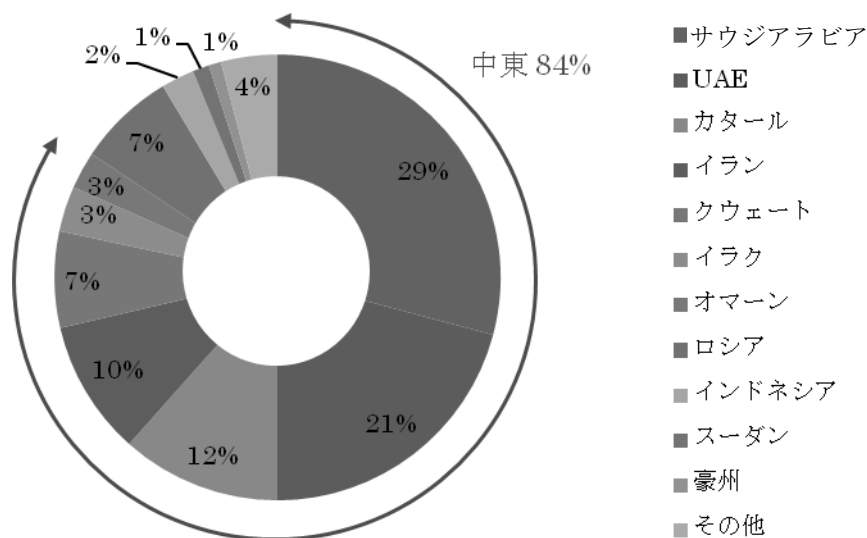


出所：IEA Energy Balances

なお、一次エネルギーは、化石燃料がそのまま消費されるものと、電力として消費されるものがあり、合わせて最終エネルギー消費となる。最終エネルギー消費の内訳は、エネルギー別でみると、石油 55 パーセント（自動車燃料や産業用燃料・石油化学原料及び家庭・商業等での暖房等に使用される）、電力 26 パーセント（産業、家庭、商業等で幅広く消費される）、天然ガス 10 パーセント（主に都市ガスとして使用される）、石炭 8 パーセント（主に産業用燃料として使用される）となっており、消費部門別でみると、産業向け 26 パーセント、運輸（自動車他）向け 24 パーセント、家庭向け 15 パーセント、商業施設や公共施設向け 21 パーセント、原料等（石油化学原料他）13 パーセントである。

図表4は輸入依存度 99.6 パーセントの石油について、輸入先をみたものである。サウジアラビア、アラブ首長国連邦（UAE）を始めとする中東からの輸入が 84 パーセントを占め、中東依存度が非常に高い。中東以外では、ロシア、インドネシア、豪州などがある。石油調達においては、高い中東依存度の低減・調達地域の多様化が課題である。なお、石油については石油備蓄を行っており、現在、9076 万キロリットル、189 日分を国家備蓄及び民間備蓄によって確保しており、短期的な輸入ストップへの対応策がある。

図表4 日本の石油輸入先（2010年度）：2億1,433万キロリットル

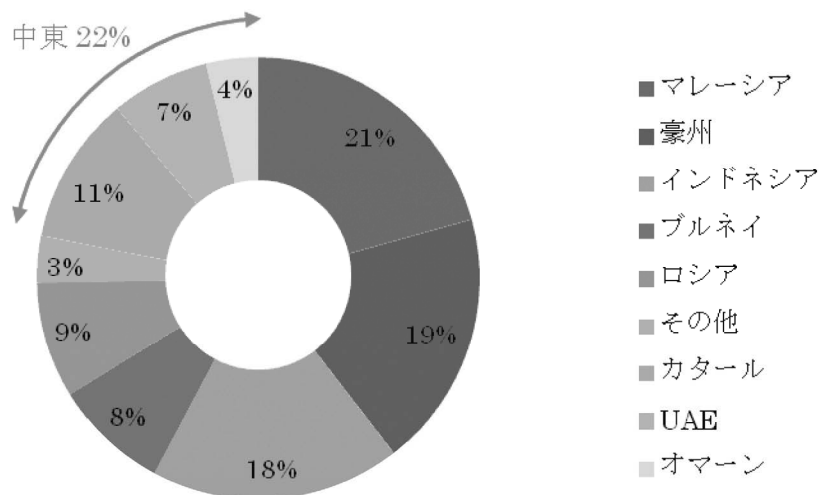


出所：エネルギー白書 2011

図表5は輸入依存度95.8パーセントの天然ガスについて、輸入先をみたものである。天然ガスは、約摂氏マイナス162度に冷却して液体にしたLNG（Liquefied Natural Gas）として輸入されている。LNG輸入先は石油と比較すると分散しており、マレーシア、豪州、インドネシア、ブルネイ、ロシア（サハリン）等のアジア地域からの輸入が主流となっている。カタール等の中東の割合は22パーセントにとどまっている。なお、天然ガスは貯蔵が困難なこともあって、現状ではLNGタンクでの貯蔵以外での備蓄は行われていないが、今後の検討課題になる。

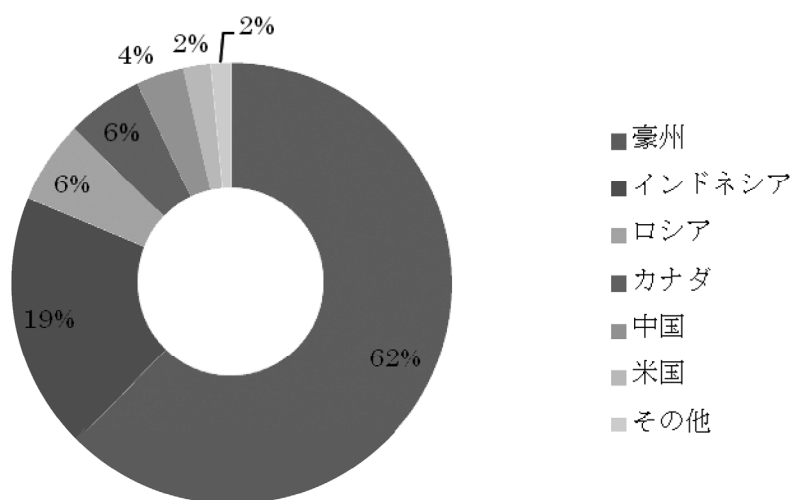
図表6は輸入依存度100パーセントの石炭について、輸入先をみたものである。豪州6割、インドネシア2割と2カ国で8割と特定国に集中している。調達先の分散化は今後の課題だが、豪州は政情が安定した資本主義先進国であり、エネルギー安全保障上の安定度は高いと考えられる。

図表5 日本のLNG輸入先（2010年度）：7,056万トン



出所：エネルギー白書 2011

図表6 日本の石炭輸入先（2010年度）：1億8,664万トン



出所：エネルギー白書 2011

## 2. 非在来型エネルギー資源

### (1) 非在来型資源の埋蔵量

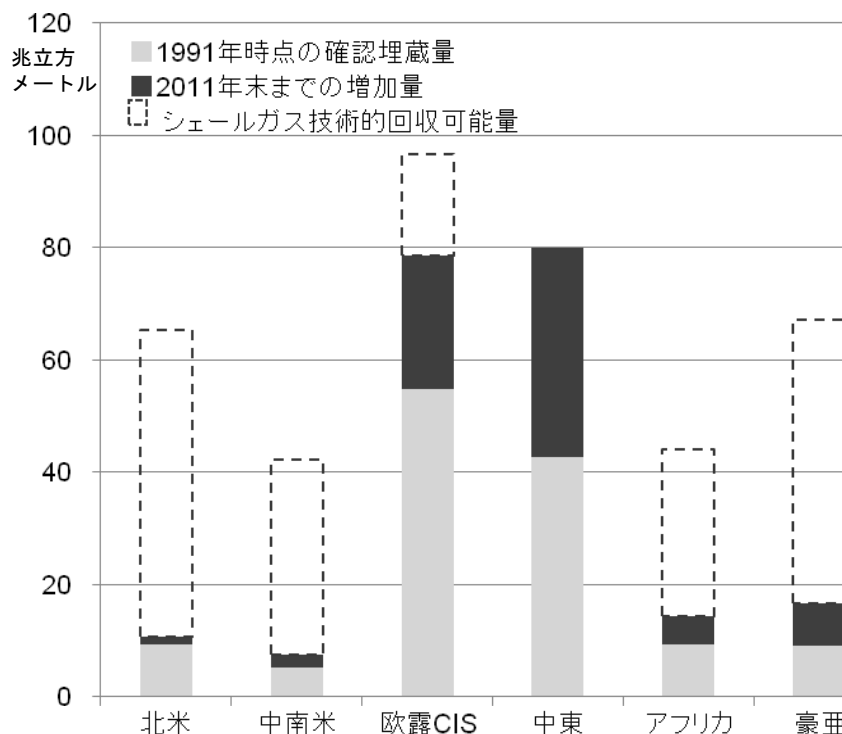
非在来型エネルギーの存在は長年に亘り認識されていたが、ここ数年技術面及び経済面の課題を解決し、現実に利用可能な資源として市場への供給が開始された。技術面では、

水平坑井、水圧破碎、マイクロサイスミックの発達が極めて重要である。水平坑井は、従来のように垂直や斜めに掘削するのではなく、水平に掘削することを意味する。水平坑井が可能になったことにより、1坑当たりの頁岩との接触面積が増加し生産量は数倍に増加した。水圧破碎技術の発展は、地層に高圧の水を注入することにより頁岩にフラクチャーと呼ばれる人工的な割れ目を作り、閉じ込められていた天然ガスや原油の採取が容易になった。マイクロサイスミックは、フラクチャーが形成される際に発生する地震波を観測することにより、頁岩層におけるフラクチャーの範囲の解析を実現し、非在来型エネルギー資源の回収率が上昇した。

非在来型エネルギーの資源量の正確な確認は今後の調査を待つ必要があるが、上記のような技術開発の進歩は経済的コストを大きく低下させ、従来約60年と見込まれていた天然ガス採掘可能埋蔵量は少なくとも倍増したと考えられる。非在来型エネルギー資源の活用が現実的なものとなったことで、在来型エネルギーが主体として考えられていた従来のエネルギー供給地図は塗り替えられつつある。非在来型エネルギーの中では、採掘に関する技術的難度がより高いタイトオイルに先行して開発が進行した、シェールガスの供給増大には瞠目すべきものがあり、エネルギー資源開発・供給に関する従来の常識を文字通り時代遅れのものとした。

図表7は、米EIAの2011年レポートによる世界36カ国の評価に基づき、世界の天然ガス確認埋蔵量の増加とシェールガスの技術的回収可能量（ロシア・中東を含まない）を纏めている。1991年から2011年にかけてロシアCISと中東で新たな在来型天然ガス資源が発見され、これらの地域で確認埋蔵量が大幅に増加したことが分かる。しかし、近年シェールガスの技術的に回収可能な埋蔵量は膨大であることが明らかになり、世界の天然ガス供給量に劇的な変化が訪れた。更に、シェールガスはこれまで天然ガス資源量が限定的とみられていた北・中南米や豪亜、アフリカにおいて大量に存在していることが特徴である。

図表7 シェールガスのポテンシャル



出所：BP Statistics 2012、EIA ”World Shale Gas Resources: April 2011”

## (2) 北米の特殊性

非在来型エネルギー資源は世界に広く分布しているが、現時点では米国とカナダにおける開発が他地域に大きく先行している。技術開発、環境対策、政府規制、土地権利、輸送手段等、非在来型エネルギー開発を促進する要素が揃っているのが、北米における非在来型エネルギー開発が先行した理由である。ちなみに、欧州では環境に与える影響や土地所有者の権利等が整っておらず、現時点では非在来型エネルギーの急速な開発は望みにくい状況である。また、最近まで大量の非在来型エネルギー資源の存在が期待されていたポーランドでは、埋蔵量の大幅な下方修正の可能性が生じており、現在の状況は不透明である。

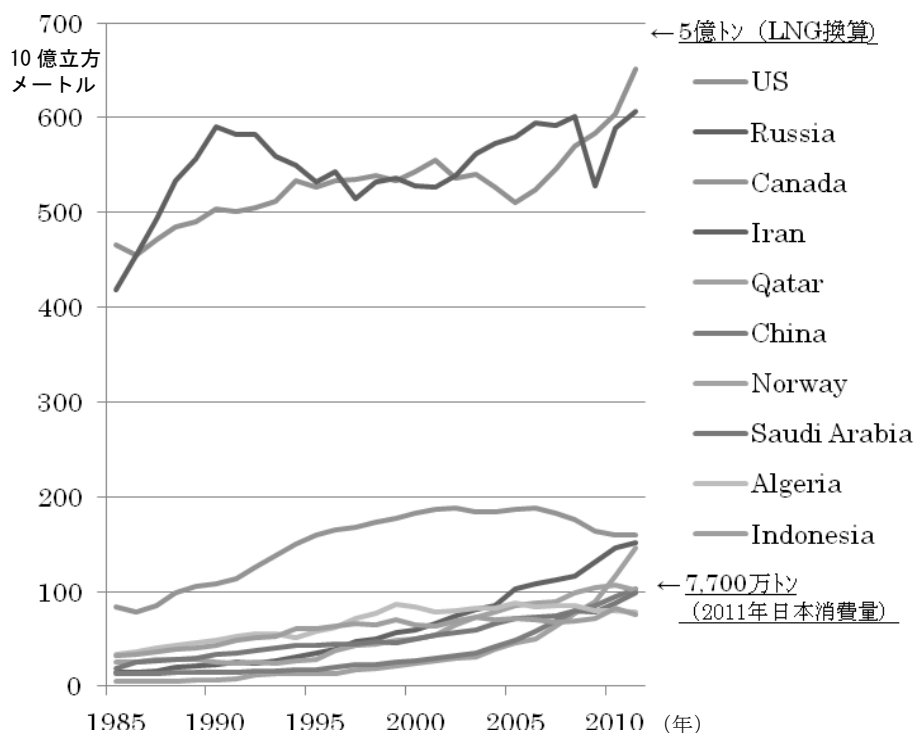
中国においても、非在来型エネルギーは大量に存在すると目されているが、地層的に山間部における埋蔵量が多いこと、技術面及び技術者が不十分であること、輸送手段が整っていないこと、採掘に必要な水の確保が課題であること等から、本格的な開発には時間を要すると思われる。

米国は、前述のように非在来型エネルギー開発の条件が整っており、シェールガス開発は2000年代後半から本格化したばかりだが、開発の規模と速度には驚くものがある。図表8に示すとおり、米国の天然ガス生産は2005年に近年の底を打った後、シェールガスの本

格的開発と歩調を合わせて拡大に転じた。具体的には、2011年に米国のシェールガスの生産量は国内天然ガス総生産量の約34パーセントを占め、2011年の天然ガス総生産量は2005年の総生産量と比較して約3割も増加した。米国はシェールガス生産量の急速な増大を背景として、2009年からはロシアを抜いて世界最大の天然ガス生産国となっており、2035年には国内天然ガス総生産量の5割をシェールガスが占めると見込まれている。

なお、民主党は伝統的に環境面への配慮を重視することから、米国内の化石燃料開発に慎重な立場を取り、オバマ政権もこの点では例外ではない。また、環境団体は頁岩層に含まれる天然ガスや石油を採掘する際のフラッキングによる環境汚染の可能性等に懸念を示しており、蛇口を捻るとガスが出て着火するようなセンセーショナルな映画も制作されている。しかし、フラッキングに使用される水の循環使用等、環境面に対する配慮がなされていることと、地元の経済活性化や利益誘導の視点から連邦及び地方の議会に対するロビー活動もなされており、現時点では大きな問題にはなっていない。むしろ、シェールガスという安価な原材料の出現による、化学素材産業等の製造業の復活と雇用の創出が肯定的に捉えられている面がある。

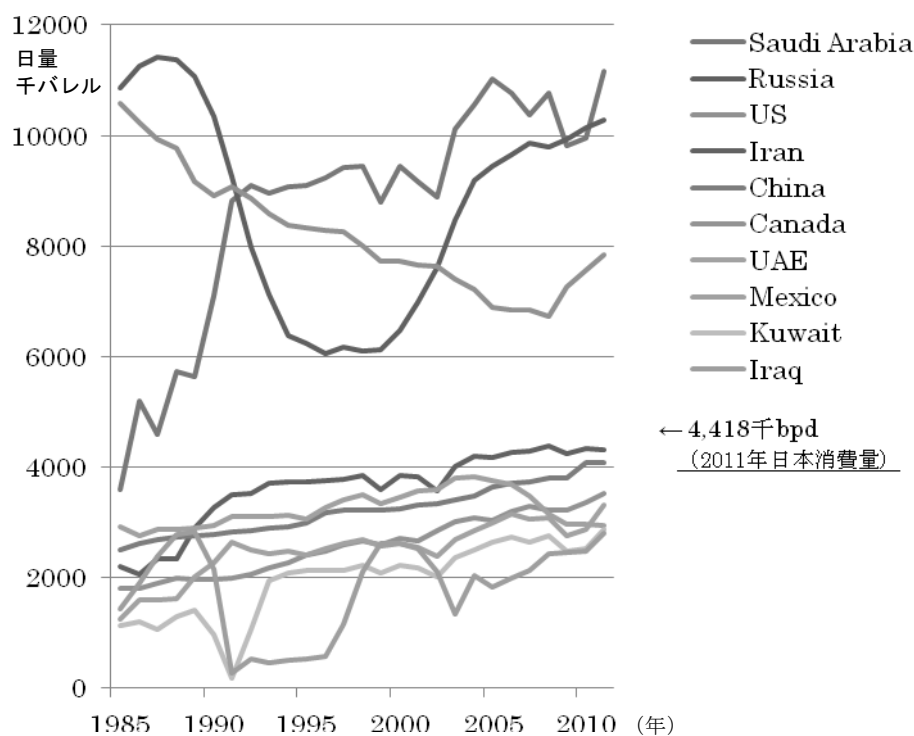
図表8 天然ガス生産量の推移



出所：BP Statistics 2012

シェールガスの急速な開発に伴い、米国では石油生産も、シェールガス採掘と同様な方法を適用したタイトオイル掘削が活発化している。これにより、1970年を頂点として減少が継続してきた米国の石油生産は、図表9に示すとおり2008年の日量690万バレルを底として増加基調へと転じた。そして、一度増加に転ずるとその速度は速く、2011年の米国の石油生産量は日量810万バレルまで回復し、World Energy Outlook 2011年版によれば2020年には日量1100万バレルに達することで、米国はサウジアラビアとロシアを凌駕し世界最大の石油生産国になると予想されている。なお、タイトオイルの急速な増産により、米国の石油輸入量は2011年の950万バレルから2035年には340万バレルに急減し、事実上のエネルギー自給自足という、数年前まで予想もされなかった事態が現実味を帯びて迫ってくる。更に、スマートメーター等の省エネ技術の発展、小型自動車使用等の経済的要因、エコ・マインドの拡大等により、同程度の経済や生活の単位においても石油消費は減少することが予想されており、米国のエネルギー自給自足実現の見通しは前倒しされる可能性さえ生じている。

図表9 石油生産量の推移



出所：BP Statistics 2012

### 3. 資源外交の指針

#### (1) 供給源の多様化

チャーチルは、石油を念頭においたエネルギー安全保障の要諦を「多様化に尽きる (lie in variety and variety alone)」と強調している。チャーチルの発言は英国海軍の燃料を石炭から石油に替えた、第二次世界大戦直前の世界情勢における英国のエネルギー安全保障を念頭においているが、供給源の多様化は現在の日本のエネルギー安全保障にとっても重要な概念である。むしろ、現在の世界情勢を鳥瞰してみると、日本のエネルギー安全保障を巡る地政学的環境は急激に変化しており、エネルギー資源確保の視点から外交政策を再検討することは喫緊の課題と言わざるを得ない。

需要面では、エネルギー資源確保の動きは将来的に世界中で激しくなる可能性が高い。まず、中国やインドを筆頭とするアジアの新興国の経済は、短期的には成長速度の増減はあっても、中長期的には持続的に拡大することが予想される。将来的には、アジアで増幅された経済成長の波は、中南米の経済的後進国のみならず、アフリカにおける最貧国にも波及することが予想される。こうした世界的な経済成長に伴い、世界の人口が拡大基調を継続することも確実であり、現在約 70 億人と考えられる世界の人口は 2050 年には約 90



億人まで増大すると見込まれる。かかる情勢の中では、たとえエネルギーの効率利用が図られたとしても、エネルギー需要には右肩上がりの成長が予想され、エネルギー資源の安定確保は次第に競争が激化すると思われる。実際、世界第2位の規模に成長した経済と世界人口の2割以上を占める約13億人の生活を支えるため、中国は中東やアフリカを中心としてエネルギー資源の中長期的確保に躍起になっており、2000年以降の資源価格の世界的な急上昇の要因となったことは記憶に新しい。

供給面では、長年に亘り化石エネルギー資源の一大供給源であった中東地域の不安定化が進行している。「アラブの春」という現実をしっかりと見据えない楽観的な見方は誤りであったことが明らかになり、現在では民主化による政治の解放と安定ではなく、「イスラミストの冬」とも言うべき政治閉鎖と経済低迷が地域に重く押し掛かっている。地域の各国は、それぞれ固有の宗教、民族、統治、経済、文化等の問題を抱えているが、これは国家の在り様に係る問題であり解決は容易ではない。更に、一連の独裁政権崩壊の背景には、地域に共通する国民の政治参加の欠如、民族・宗派の反目、人口の大宗を占める若年層が目立つ失業、拡大する貧富の差等の各国に共通する構造問題がある。その意味では、長年に亘り地域に存在する根深い問題の顕在化が政治及び社会における大変革の引き金になっており、中東における地殻変動は中長期的に続くと思われされる。

加えて、こうした社会の統治基盤が脆弱化する中で、独裁的な政治体制の下で抑圧されていたイスラム過激派が、活動を再び活発化させる兆候が見られる。さらに、「アラブの春」により独裁的政権が占有していた武器が政権の崩壊と共に大量に流出し、地域において跳梁跋扈するイスラム過激派の手に渡るという危険な事態も発生している。本年は年明け早々に、アルジェリア・イナメナス近郊の天然ガス関連施設が、リビアのカダフィ政権崩壊時に流出したと思われる武器を使用したイスラム過激派に襲撃され、多数の犠牲者が発生した。アルジェリアは欧州連合の天然ガス総輸入量の約1割を占めているが、今回の事件は改めて中東・北アフリカ地域の不安定化を印象付けた。

なお、現在の中東に目を向けてみると、いくつかの深刻な地政学リスクが存在する。シリアにおける内戦は6万人の死者を出す凄惨な戦いが継続しており、追い詰められたアサド政権が自国民に対して化学兵器を使用する懸念も払拭されていない。シリアは、少数派による独裁に対し、統制が取れていない反対勢力による抗争というシリア固有の統治問題に加えて、地域のシーア派とスンニ派の代理戦争の色合いも帯びてきており、シリアの大混乱が周辺地域に伝播し地域が不安定化する可能性も存在している。事態を重くみる欧州は、收拾のために米国を巻き込もうと働き掛けているが、リビアで欧州の依頼による関与がイスラム過激派による米国大使殺害に発展したこと、シリアの隣国であるイラクからは

撤退したばかりであることから、オバマ政権には直接的な関与の姿勢は見られない。

イランは、欧米主導の経済制裁の締め付けで経済活動の低下と国民生活の困窮が進む一方で、核開発が粛々と進められている様子であり、自国の安全保障への深刻な脅威を感じたイスラエルとの武力衝突のリスクは依然として存在する。また、仮にイランが核武装へ突き進む場合には、サウジアラビア等にも核武装の流れが生じる可能性があり、地域の主要国の核化という流れが生じる可能性も否定はできない。

なお、サウジアラビアやアラブ首長国連邦等の湾岸諸国は、近年の高油価を反映した潤沢な国家収入を背景とした融和策と厳しい治安強化策が奏功し、「アラブの春」に端を発した政治改革の波を被っていない。しかし、最も安定していると思われるサウジアラビアでさえ、同国内の石油産油地域には少数派のシーア派が多く居住し、限定的ながら抗議運動も発生している。更に、政治参加の欠如や若年層の失業等の不満を巧みに抑制してきたアブドラ国王が高齢化し世代交代が間近に迫っていること、政府より生活費を支給される王子・王女が数千人に膨張していること等から、サウジアラビアでさえ決して中長期的に安閑としていられる状況ではないのが実情である。

中東に関しては、米国の中東に対する関与も中長期的に低下する可能性がある。オバマ政権では、世界の経済成長の原動力となるアジアの重要性に鑑み、クリントン前国務長官が指導力を発揮してアジア最重視政策に舵を切った。いわゆる「アジア・リバランス」であるが、オバマ政権は内政と国民感情への配慮からイラクからの撤退を実現しており、財政逼迫を考慮すれば中東へ再度大部隊を展開することは現状では考え難い状況である。更に、北米におけるシェールガスとシェールオイルの開発により、米国には将来的なエネルギー自給自足が見込まれており、米国のエネルギー安全保障における中東の重要性が低下する可能性が生じている。これにより、エネルギーのスイング生産国として長年に亘り米国の中東政策の柱の一つを占めていたサウジアラビアとの関係も変化する可能性がある。また、中国は世界中でエネルギー資源獲得のために開発投資に積極的に取り組んでいる。仮に、米国の関与が中東地域において低下した場合には、中国が同地域において資源獲得を増大させ地政学的な影響力を増大させる可能性は否定できない。

天然ガスにおいては、マレーシア、インドネシア、ブルネイ等の東南アジア諸国連合、オーストラリア、ロシア等が、日本への供給先として重要な役割を果たしている。これらの国々は資源的には恵まれているが、それぞれ固有の課題も存在している。東南アジア諸国連合は、経済成長が今後加速し地域内での需要が増大することから、将来的な輸出余力は低下すると見られる。オーストラリアは政治的にも安定し経済的な補完関係にもあるが、先進国であることから人件費や建設費等のコスト面での懸念が存在する。ロシアは東シベ

リアを中心にまだまだ従来型の天然ガスが大量に開発可能であるが、欧州市場に対する天然ガス供給に示されたように時として強い政治的圧力の行使を辞さない態度に出る場合がある。

## **(2) エネルギー資源の多様化：非在来型エネルギーの出現**

これまでエネルギー資源供給源の多様化は主として供給元の国や地域を意味していたが、ここ数年エネルギー資源そのものの多様化も現実的な機会として浮上している。言うまでもなく、長年に亘って使用されてきた在来型エネルギーとは異なる、頁岩層に含まれるガスや石油を中心とする非在来型エネルギーである。中でも、現時点で日本にとって最も現実的でありかつ将来の有望性を有するのは、鉱床が大陸の広範囲に亘って存在しており、商業的な開発も進んでいる北米におけるシェールガスである。その技術的回収可能埋蔵量を正確に推定することは現時点では困難であるが、資源量が膨大であることは確認されており、控えめに見積もっても近い将来に北米のエネルギー自給自足を実現し、輸出余力が発生すると専門家の意見はほぼ一致している。図表9に示す通り、既に、米国で計画されているシェールガスに基づく液化天然ガス（LNG）の輸出能力は2億トンを上回っており、カタールを抜いて単一国としては世界最大の輸出国となる可能性も出てきている。

図表10 米国のLNG輸出プロジェクト（2013/1/11時点FTA締結国輸出の認可取得済）

ターミナル	立地州	オーナー・スポンサー	能力 (万トン)	Brown field or Green field
Sabine pass	Louisiana	Cheniere Energy	1,600	Brown
Freeport	Texas	Freeport LNG	2,200	Brown
Lake Charles	Louisiana	BG, Southern Union	1,500	Brown
未定	未定	Carib Energy	23	Green
Cove Point	Maryland	Dominion	780	Brown
Jordan Cove	Oregon	Jordan Cove Energy	900	Green
Cameron	Louisiana	Sempra	1,200	Brown
Gulf Coast	Texas	Gulf Coast LNG Export	2,200	Green
Gulf LNG	Mississippi	Kinder Morgan, GE	1,150	Brown
Oregon	Oregon	Oregon LNG	960	Green
未定	未定	SB Power Solutions	54	Green
Elba	Georgia	Kinder Morgan	400	Brown
FLSO (Calhoum TX)	Texas	Excelerate Liquefaction	1,000	Green
Golden Pass	Louisiana	QPI, EM	1,560	Brown
Corpus Christi	Texas	Cheniere Energy	1,500	Green
FLSO (SE Louisiana)	Louisiana	Main Pass Energy Hub, LLC	2,400	Green
FLSO (Plaquemines Louisiana)	Louisiana	CE FLNG, LLC	800	Green
Cameron Parish	Louisiana	Waller LNG Services, LLC	125	Green
合計			20,352	---

出所：米エネルギー省

但し、米国は、天然ガス輸出に積極的なカナダとは異なり、天然ガス輸出入に対する条件が法律により定められている。具体的には、米国の連邦天然ガス法は、エネルギー省が天然ガス輸出が公益に反しないことを要求しており、自由貿易協定の締結国への輸出は公益に反しないと見做すことが規定されている。日本は米国と自由貿易協定を締結しておらず、現時点では米国から天然ガスを輸入するためには、エネルギー省による日本への輸出が公益に反しないとの認定を受ける必要がある。2012年5月初旬に訪米した野田佳彦首相（当時）は、オバマ大統領に日本に対する天然ガス輸出を許可するよう求めたが、オバマ大統領は同月下旬に天然ガス輸出許可の判断を暫く見送ることを発表した。

こうした中、米国からは将来的に大規模に可能になると見込まれるエネルギー輸出を、エネルギー安全保障として戦略的に捉えようとする動きが見られる。2012年夏に発表された超党派の識者による日米関係提言書、いわゆる「アーミテージ・ナイ第3次報告」では、エネルギー安全保障を包括的な経済関係と共に日米安全保障同盟に組み込む、包括的経済・エネルギー・安全保障合意（Comprehensive Economic, Energy, and Security Agreement）という概念が導入されている。同報告書は、米国のエネルギー保護主義に傾斜することを戒めると同時に、日本への輸出を実現することで米国内におけるシェールガス開発や関連インフラ投資を促進することを提言している。また、2013年3月初旬に開催された下院エネルギー・電力小委員会において証言したヤーギン博士は、米国が歴史的にエネルギーの通商自由政策を採用してきたことに言及すると同時に、米国が同盟国でありかつ東日本大震災後のエネルギー不足に直面する日本に対して、イランからの原油輸入を停止するよう求める一方でシェールガスの輸出を禁止するような姿勢を批判している。

### （3）エネルギー資源外交の指針

これまで見てきたように、エネルギー資源外交の指針の中核を成すのは、第一に地政学的なリスクを考慮した調達先の多様化である。まず、これまで見てきたように日本のエネルギー供給において決定的に重要な役割を果たしてきた中東の政治情勢が混沌としており、安定化への移行には時間が必要と思われるのみならず、将来的な統治の性質や体制についても不透明な部分が多い。アルジェリアで発生したイスラム過激派によるテロ攻撃は、9-11同時多発テロ事件で顕在化したイスラム原理主義に「アラブの春」による政治統治の崩壊が絡んだ事件であり、今後も同種のテロ事件が発生するリスクは否定できない。加えて、シリアにおける内戦は約6万人が死亡しても収拾の見込みがなく、仮にシリアが完全に崩壊した場合にはエネルギー資源が豊富なイラク等を巻き込み、地域全体を一層不安定化させる危険がある。中東の安定が欧州のエネルギー安全保障及び世界経済に直結していること、イランが核兵器開発を推進し地域の核武装化を招く恐れがあること、米国内に強い政治的影響力を有するユダヤ人ロビー活動が存在することから、直ちに米国が中東から手を引くことは考え難いが、同時に米国の当該地域における外交及び軍事での影響力低下は継続する可能性がある。換言すれば、世界における中東のエネルギー供給源としての重要性は豊富な資源の存在を背景に継続するが、日本は同地域のエネルギー供給源としての地政学的リスクには十分に注意する必要がある。

アフリカは広大な大陸であり、一括りに議論することはできないが、中東と同様に豊富な資源が存在する一方で政治的には不安定な国が多く、北アフリカや西アフリカではイス

ラム過激派が暗躍する地域も多い。加えて、ハード及びソフト両面のインフラは整っておらず、汚職が蔓延していることもあり、後進性が根深く残っている。なお、米国が欧州の金融危機、アジアの安全保障、中東の政治不安定化等に心を砕いている間に、中国はエネルギー資源国を中心に積極的にアフリカに進出しており、エネルギー資源獲得競争で日本より優位に立っている。

ロシアは、エネルギー輸出が国家経済の基盤を成しており、今後もエネルギー開発と輸出に積極的に取り組むと目される。同時に、東シベリア等には未だに膨大な在来型エネルギーが手付かずで眠っている。一方、極寒という厳しい天候、遠隔地でのインフラ未整備、低い生産性等から、生産及び輸送のコスト面では課題がある。更に、ロシアは欧州に対する天然ガス供給で示されたように、エネルギー供給を梃にして強硬な外交姿勢を採ることを厭わない政治文化を有している。また、エネルギー産業は、プーチン大統領に直結する寡頭資本家によって牛耳られており、極めて政治性が強くなっている。一方、日ロ間は距離的にも近い上に両国間では既に共同のガス開発等のプロジェクトが進行中であり、ロシアもエネルギー資源の新規開発と安定市場を求めていることから、ロシアからのエネルギー供給は今後増加する余地がある。

豪州は、エネルギー資源の存在は確認されており、先進民主主義国として政治的に安定している。加えて、資源開発及び輸出に関する、ハード及びソフトのインフラが整っている。しかし、近年は資源開発や労働等のコストが高いことに加えて、洪水等の資源災害にも見舞われている。豪州は、先進的民主主義と市場経済に基づく国として米国との安全保障及び通商関係の強化を図っており、他のエネルギー資源供給国が政治的に不安定で地政学的リスクが高いことも考慮すると、日本にとって安定したエネルギー供給源の一角を占めるべき存在である。

東南アジアでは、マレーシア、インドネシア、ブルネイ等が、日本の総天然ガス輸入の約5割を占め、エネルギー供給地として重要な役割を果たしている。日本はこれらの国々と長年に亘る相互間の信頼と利益の関係を築いており、こうした関係は今後も継続されるべきである。但し、東南アジアでは東南アジア諸国連合の域内経済連携強化等の動きもあり、今後の経済発展に伴い自国及び域内でのエネルギー需要が増大することが見込まれる。また、一部には資源生産量の低下や資源ナショナリズムの動きも散見されると同時に、周辺地域における領土問題から不安定化する懸念も存在している。

北米は、非在来型エネルギーの膨大な可採埋蔵量が確認され、本格的な開発が他地域に先駆けて進行している。特に米国における商業的開発は、地主の法的権利は整理されており、環境面の懸念も大きな政治問題に発展していないことから、短期間に飛躍的に増大し

ている。更に、米国はこれまでエネルギー開発及び輸送に必要な大規模なインフラを建設してきた産業風土も存在し、今後の非在来型エネルギーが継続的に開発されると見込まれ、日本にとって極めて有望なエネルギー供給源になる可能性がある。日本にとって米国は唯一最大の安全保障上の同盟国でありエネルギーの安定的供給に関する信頼性も高いことから、日本は連邦天然ガス法によるエネルギー省の認可問題の解決へ向けて、環太平洋パートナーシップ協定への参加等を含めた包括的な視点から努力することが賢明である。

図表10 化石燃料調達先の有望度分析

国・地域	政情の安定度	資源の豊富さ	調達コスト
北米	○	○	○
豪州	○	△	△
東南アジア	○～△	△	△
ロシア	△	○	△～×
中東	×	○	△～×
アフリカ	×	△～○	△～×

#### 4. エネルギー安全保障戦略の確立

世界第3位の経済規模を誇る一方で、エネルギー資源の大半を輸入に依存する日本にとって、エネルギー安全保障は国家の存立に直結する重要政策課題である。しかし、これまでは、需要面においては1970年代の二度に亘る石油危機を経てエネルギー効率化等の国家的規模での努力が進行したが、調達面においては省庁間の縦割りの壁を越えた中長期的な視点からの国家的取り組みがなされてきたとは言えない。これまで見てきたように、近年は中東の政治的大混乱に象徴されるようにエネルギー資源を巡る地政学的なリスクは急速に高まり、新興国の経済発展と人口増加に伴いエネルギー資源獲得競争は将来的に激化すると見込まれており、世界のエネルギー情勢は大きな岐路を迎えている。

日本では、東日本大震災前には中期的に電力需要の大半を担うと計画されていた原子力発電の将来が不透明になっており、日本のエネルギー・ミックス政策は抜本的な再構築の必要性に直面している。こうした中、非在来型エネルギーの大規模な商業開発が現実となって世界的なエネルギー地図を塗り替え始めており、日本のエネルギー問題をきっかけに、地域の多様性とエネルギー資源そのものの多様性を勘案して、エネルギー安全保障戦略を確立する絶好の機会と言える。かかる中、外交、経済、技術、産業競争等を含む包括的な安全保障の視点から、エネルギー戦略を省庁間の壁を越えた国家的な議論の場を設けることが強く期待される。