

アジア/世界エネルギーアウトルック 2012

—高まるアジア・中東の重要性と相互依存—

目次

1	はじめに	1
第1部	アジア/世界のエネルギー需給見通し.....	3
2	ケースと主要前提.....	5
2.1	レファレンスケースと技術進展ケース.....	5
2.2	主要前提.....	6
2.2.1	人口.....	6
2.2.2	経済成長.....	7
2.2.3	国際エネルギー価格.....	9
3	世界・アジアのエネルギー需給展望.....	11
3.1	一次エネルギー消費.....	11
3.1.1	エネルギー源別.....	11
3.1.2	地域別.....	13
3.1.3	中国.....	14
3.1.4	インド.....	18
3.1.5	ASEAN.....	21
3.1.6	中東.....	23
3.2	最終エネルギー消費.....	25
3.2.1	エネルギー源別.....	25
3.2.2	部門別.....	29
3.3	石油、及びバイオ燃料需給.....	32
3.3.1	石油消費.....	32
3.3.2	石油生産.....	33
3.3.3	バイオ燃料需給.....	34
3.4	天然ガス需給.....	36
3.4.1	消費.....	36
3.4.2	生産.....	38
3.5	石炭需要.....	39
3.6	電力需給.....	40
3.6.1	需要.....	40
3.6.2	電源構成.....	41

3.6.3	原子力	43
3.6.4	再生可能エネルギー	45
3.7	二酸化炭素排出	46
4	2050年までの世界の長期エネルギー需給展望	50
4.1	主要前提	50
4.2	エネルギー消費	51
4.3	二酸化炭素排出	54
5	課題とインプリケーション	57
■	技術面、制度面からの省エネルギーの推進	57
■	「3E+S」を見据えたエネルギーベストミックスの達成	58
■	気候変動問題への対応	59
■	日本が今後目指すべき方向性	59
第2部 アジア主要国、中東のエネルギー情勢・政策		61
6	エネルギー情勢全般	63
6.1	中国	63
6.2	インド	65
6.3	ASEAN	66
6.4	中東	68
7	石油	70
7.1	中国	70
7.2	インド	71
7.3	ASEAN	72
7.4	中東	74
8	天然ガス	76
8.1	中国	76
8.2	インド	77
8.3	ASEAN	78
8.4	中東	79
9	石炭	81
9.1	中国	81
9.2	インド	82
9.3	ASEAN	84
10	原子力	88

10.1	中国	88
10.2	インド	91
10.3	ASEAN	93
10.4	中東	95
11	再生可能エネルギー	97
11.1	中国	97
11.2	インド	99
11.3	ASEAN	102
11.4	中東	105
12	省エネルギー	108
12.1	中国	108
12.2	インド	110
12.3	ASEAN	112
12.4	中東	115
	付表	117

図目次

図2-1	技術進展ケースにおける政策・技術の想定例	5
図2-2	人口(1990年、2010年、2035年)	7
図2-3	経済成長率(1990-2010年、2010-2035年)	8
図2-4	国際エネルギー価格	10
図3-1	世界の一次エネルギー消費(エネルギー源別、レファレンスケース)	11
図3-2	世界の再生可能エネルギー導入量(1990年、2010年、2035年)	12
図3-3	世界の一次エネルギー消費とケース間差分	13
図3-4	世界の一次エネルギー消費(地域別、レファレンスケース)	13
図3-5	アジアの一次エネルギー消費(2010年、2035年)	14
図3-6	中国の一次エネルギー消費とケース間差分	15
図3-7	中国の石炭消費増分(2010年比、レファレンスケース)	16
図3-8	中国の石油消費と自動車保有台数(レファレンスケース)	16
図3-9	中国の民生部門エネルギー消費(2010年、レファレンスケース2035年)	17
図3-10	中国の再生可能エネルギー消費(2010年、2035年)	17
図3-11	中国、米国の世界シェア(2010年、レファレンスケース2035年)	18
図3-12	インドと日本の一次エネルギー消費(レファレンスケース)	19
図3-13	インドの第12次5カ年計画におけるインフラ投資の割合	20
図3-14	石炭の一次エネルギー消費の国別比較(1990年、2010年、2035年)	21

図3-15 ASEANの一次エネルギー消費の平均伸び率(2010～2035年、レファレンスケース).....	22
図3-16 ASEANの一次エネルギー消費構造(2010年、2035年)	22
図3-17 ASEANのGDP当たりエネルギー消費量(レファレンスケース2035年).....	23
図3-18 中東の一次エネルギー消費(地域別、2010年、レファレンスケース2035年).....	24
図3-19 中東の一次エネルギー消費量(エネルギー源別、レファレンスケース).....	24
図3-20 世界の最終エネルギー消費とケース間差分	26
図3-21 世界の最終エネルギー消費(エネルギー源別、レファレンスケース).....	26
図3-22 OECD、非OECDの最終エネルギー消費(エネルギー源別、1990年、2010年、レファレンス ケース2035年).....	27
図3-23 最終エネルギー消費のケース間差分(エネルギー源別、2020年、2030年、2035年).....	28
図3-24 自動車保有台数と販売台数	29
図3-25 世界の最終エネルギー消費(部門別、レファレンスケース).....	30
図3-26 OECD、非OECDの最終エネルギー消費(部門別、2010年、レファレンスケース2035年)	30
図3-27 世界の自動車保有台数	31
図3-28 世界の石油消費(地域別、レファレンスケース).....	32
図3-29 アジアの石油消費(地域別、2010年、2035年).....	33
図3-30 アジアの石油生産-消費バランス	34
図3-31 バイオ燃料生産量	35
図3-32 バイオ燃料導入量(2010年、2035年)	36
図3-33 世界の天然ガス消費(レファレンスケース).....	37
図3-34 世界とアジアの天然ガス消費増分(2010年比、レファレンスケース).....	37
図3-35 世界のLNG需要(2010、レファレンスケース2035年)	38
図3-36 世界の石炭消費(レファレンスケース)	39
図3-37 世界の石炭消費(部門別)	40
図3-38 世界の発電電力量(地域別、レファレンスケース).....	41
図3-39 世界の電源構成	42
図3-40 アジアの電源構成	42
図3-41 原子力発電設備容量	45
図3-42 風力、太陽光発電設備容量	46
図3-43 世界のCO ₂ 排出量(地域別、レファレンスケース).....	47
図3-44 CCSの導入量	47
図3-45 世界のCO ₂ 排出量の変化(技術別).....	48
図3-46 アジアのCO ₂ 排出量(地域別、レファレンスケース).....	48
図4-1 再生可能エネルギー(水力除く)	51
図4-2 一次エネルギー消費	52
図4-3 一次エネルギー消費(レファレンス、技術進展).....	52
図4-4 世界の一次エネルギー消費(レファレンス、技術進展).....	53
図4-5 世界の発電量構成(レファレンス、技術進展).....	54

図4-6 地域別CO ₂ 排出削減量.....	55
図4-7 技術別CO ₂ 排出削減量.....	55
図7-1 ASEAN諸国の石油純輸入量(2010年).....	73
図7-2 ASEAN主要国のモータリゼーション比較(2009年).....	74
図9-1 ASEANの石炭需給.....	84
図11-1 サウジアラビアのエネルギーミックス計画(2030年).....	106

表目次

表3-1 世界の石油生産.....	34
表3-2 世界の天然ガス生産.....	38
表4-1 社会経済.....	50
表4-2 技術の諸想定.....	51
表9-1 ASEANの石炭需給(2011年).....	85
表11-1 インドの再生可能エネルギー導入実績と目標.....	101
表11-2 ASEANの再生可能エネルギー導入状況(2010年).....	102
表11-3 ASEANの地熱発電導入状況(2010年).....	103
表11-4 ASEANの再生可能エネルギー政策の導入状況.....	103
表11-5 ASEANの再生可能エネルギー導入目標.....	104
表12-1 中国における省エネルギー政策の概観.....	109
表12-2 インドにおける省エネルギー政策の概観.....	111
表12-3 ASEAN主要国における省エネルギー政策の概観.....	113
表12-4 中東諸国における省エネルギー政策の概観.....	115

第410回定例研究報告会

2012年11月5日

アジア/世界エネルギーアウトック 2012

—高まるアジア・中東の重要性と相互依存—

日本エネルギー経済研究所

1 はじめに

世界経済は2008年のリーマン・ショックによる深刻な経済危機から立ち直りつつあった中で、欧州の債務危機問題、世界経済の減速など新たな課題に直面している。そういった状況下でも中国をはじめとする新興国は相対的には堅調な経済成長を実現し、アジアが世界経済を牽引する役割を担うことが引き続き期待される。

アジアにおいては、経済発展とともにエネルギー需要も拡大してゆき、経済面だけでなくエネルギーの大消費地としてのプレゼンスも一層高まる。世界のエネルギー消費は、2009年は前年比減となったものの、その後増加傾向を取り戻している。消費量は、1971年の石油換算5,000百万t (Mtoe)と比べると、2010年は12,000 Mtoeと39年の間に倍以上に拡大している。特に、アジアのシェアは、1971年の13%から、現在では3分の1以上を占めるまで拡大している。2000年代に入ってから、アジアが世界の一次エネルギー消費増加量の7割以上を占める状況が続くなど、アジアが世界のエネルギー消費を牽引している構図にある。一方で、この地域におけるエネルギー需要の急拡大は、世界のエネルギー需給バランスを大きく変化させ、国際エネルギー市場の不安定化を招きかねない。

アジア地域では旺盛なエネルギー需要を満たすために、より安価で豊富なエネルギー源を求める競争が激化していくことが予想される。国際石油パイプラインの建設や原油の権益取得など、原油調達の確保・多様化に向けてあらゆる手段を講じている中国は言うまでもない。自動車保有台数の急増に伴う石油需要の拡大によって、国産エネルギーの増産努力にも関わらず、インド、インドネシア、タイなどの国々も石油輸入の増加が続いている。現在輸出ポジションにあるマレーシアでさえも輸出量は減少し、純輸入国に転じるのは時間の問題であるとも見られている。こういった潮流の中、世界のエネルギー供給源である中東とアジアの結び付きは益々強くなると見込まれる。中東から見たエネルギー消費地としてのアジアの位置づけ、アジアから見たエネルギー供給源としての中東の位置づけは益々高まってゆく。このような観点からエネルギーの安定供給、国際エネルギー市場の安定化にあたってアジア諸国が果たす役割は大きい。資源輸出ポジションにある国々との良好な関係の構築、比較的豊富な石炭の活用、原子力や再生可能エネルギーの利用や、省エネルギーによる需要の抑制など、多面的な視点を持ってアジア、世界のエネルギー需給に関する課題を解決していくことが求められている。

一方で、気候変動問題に関する国際政治的な動向も複雑さを増しつつある。2013年以降の温室効果ガス排出削減に関する国際的制度の具体的構築が急がれているが、各国の立ち位置はそれぞれであり、経済開発協力機構(OECD)諸国・非OECD諸国を含めた全世界が一致した見解を持つことは難しい。各国とも経済対策に重点を移しつつある中で、気候変動に関する議論は遅々として進んでいない。既に、中国は米国を抜いて世界最大のエネルギー起源二酸化炭素(CO₂)排出国となっており、その他のアジア地域においても右肩上がりエネルギー消費が拡大し、CO₂排出量が増大する。気候変動問題においてもアジア地域の責任は益々大きなものになると考えられる。

そんな中で2011年3月の東日本大震災に伴う福島第一原子力発電所の重大な事故は、日本のみならず世界の原子力・エネルギー政策に多大な影響を与えており、低炭素技術の一つとしての原子力発電の立ち位置を揺るがしている。ドイツでは、2021年にかけて残りの原子炉を段階的に廃炉する方針を閣議決定している。アジアでも原子力の導入を検討していた国が計画の延期を検討する事態となっている。中国など電力需要が急拡大する非OECD諸国を中心に原子力発電の大規模な導入計画がある一方で、OECD諸国でもエネルギー安全保障、気候変動対策など3E+Sの観点からの切り札の一つとして、原子力発電が依然として一定の役割を果たすことが期待される。より安価で環境に優しく、安定的なエネルギー供給源をどのように確保していくかは世界的な課題であり、日本も福島事故を踏まえて国際社会において一定の役割を担うことが求められている。

本研究では、上記のような状況を踏まえ、アジアを中心とする新興国の経済発展等の世界経済の潮流や、国際エネルギー情勢の変化、原子力政策の見直し、気候変動対策の強化に伴う低炭素化技術の動向などを評価し、長期の視野に基づいてアジア及び世界のエネルギー需給を分析した。研究に当たっては、これまでアジア地域に焦点を当てて実施した種々の研究成果を活用するとともに、長年に渡る世界の関係諸機関とのネットワークを活用し、各国別に詳細な分析を加えている。

エネルギー需給分析に際しては、各国のエネルギー需給や政策の動向、経済社会構造の動向等を考慮し、2035年までの長期を対象としてアジアを中心とした世界各国のエネルギー需給を定量的に詳細に分析した。また、2050年までの見通しについても革新的技術の導入及び普及拡大をも展望し、それらが世界のエネルギー需給や温室効果ガス削減に対して与えるインパクトを分析した。

第1部 アジア/世界のエネルギー需給見通し

2 ケースと主要前提

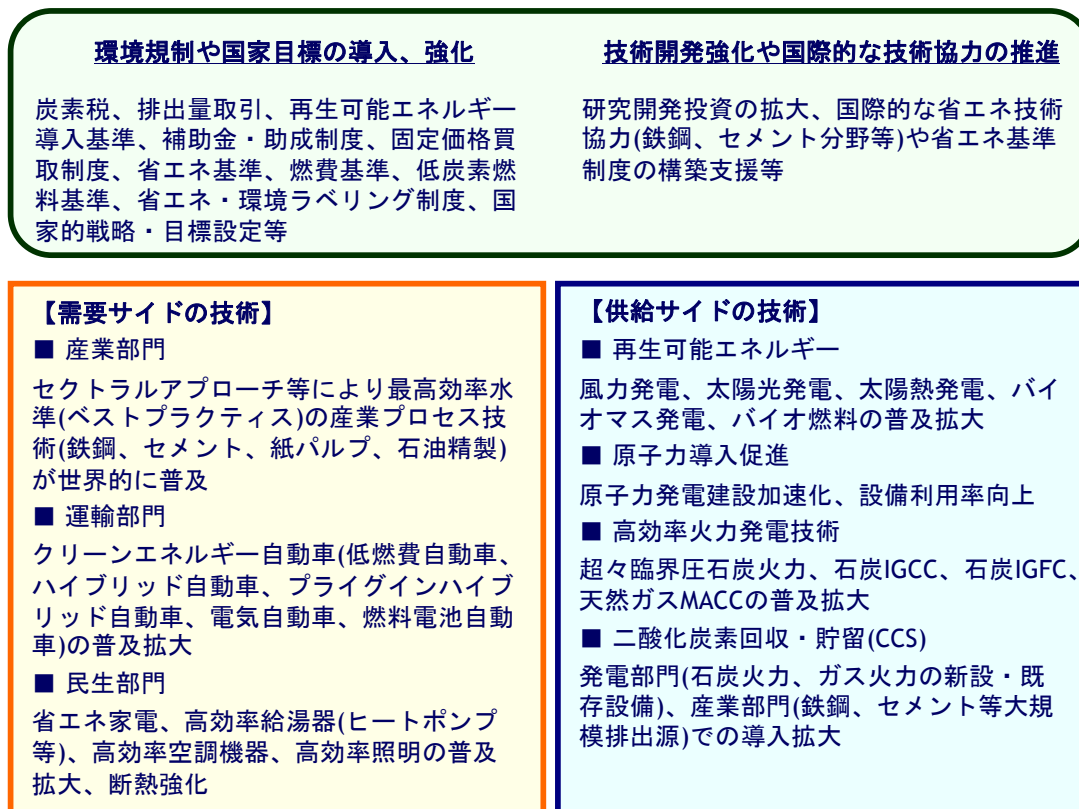
2.1 レファレンスケースと技術進展ケース

アジア/世界エネルギーアウトック2012では「レファレンスケース」と「技術進展ケース」の2ケースを設定し、2035年までのエネルギー需給の見通しを行った。

レファレンスケースは過去の趨勢と現在までのエネルギー・環境政策等を背景とするケースである。このケースではこれまでの経緯から今後予想される政策等を織り込む一方で、省エネルギー・低炭素化の急進的な政策等は打ち出されないものと想定している。また現在各国が表明している野心的な省エネルギー・低炭素化技術の目標も、技術開発・資金状況等における困難さのため、完全な実現には至らないと想定している。政策、技術開発・普及の状況によっては、需要がレファレンスケースより増大することもありうる。

「技術進展ケース」は各国がエネルギー安定供給の一層の確保や気候変動対策の強化に資するエネルギー・環境政策等を強力に実施し、それらが奏功するという想定に基づくケースである(図2-1)。そのためには、革新的技術の開発・導入が世界大で加速することが欠かせない。

図2-1 技術進展ケースにおける政策・技術の想定例



現在のところ、非OECD諸国においてはエネルギー・環境政策の優先度は必ずしも高くはない。しかし、これらの国々においても、技術移転・スピルオーバー効果やクリーン開発メカニズム(CDM)類により、エネルギー効率の改善が速まるものと想定している。同様に原子力、再生可能エネルギーなどの非化石エネルギーの導入も拡大すると想定している。

2.2 主要前提

エネルギー需給は人口、経済成長等の社会・経済要因、及びエネルギー価格に大きく左右される。これらについてはレファレンスケース、技術進展ケース共通の前提として、以下のような想定をしている。

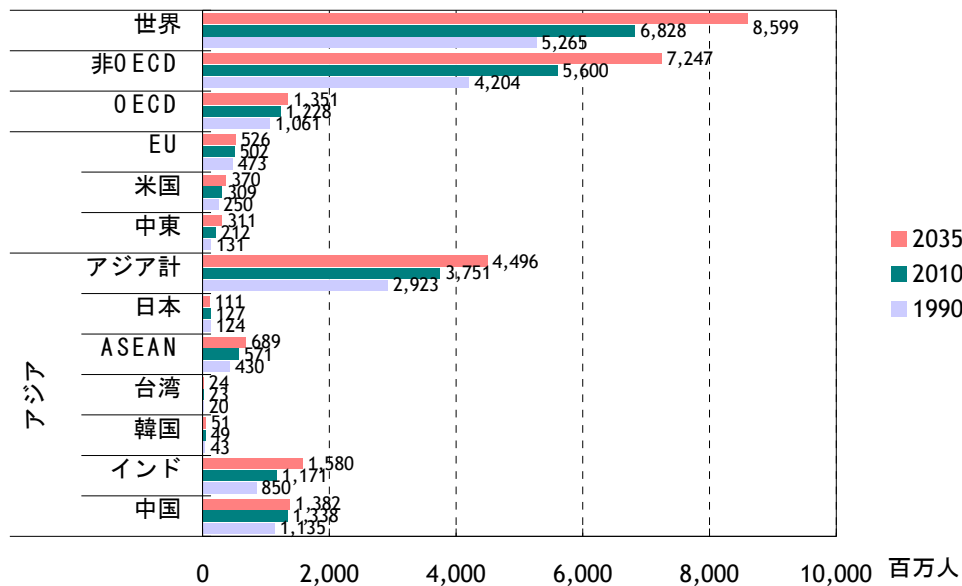
2.2.1 人口

人口の想定においては、最新の国連予測等を参照した。多くのOECD諸国においては、合計特殊出生率が2を割り込んでおり、人口減少圧力が増大する。非OECD諸国においても所得水準の上昇に伴い出生率が低下傾向にある。しかしながら、医療技術の発展と食料事情・衛生状態の改善による死亡率も低下し、世界の人口は今後も年平均1%程度の増加基調で推移する。その結果、2010年に68億人であった世界の人口は2035年には86億人に達する(図2-2、付表2)。

米国は非OECD諸国等からの人口流入が多く、また出生率も高いことから、OECD諸国の中では比較的堅調に人口が増加する。しかし、そのテンポは緩やかなものにとどまり、世界に占める割合は上昇しない。日本の人口は既にピークを迎えているが、今後は世界で最も速いスピードで減少してゆく。西欧諸国ではフランスのように一時よりは出生率が上向いている国もあるが、それでも域内人口は2016年より減少に転じる。ロシアは旧ソ連の崩壊以降、人口減に悩んでいるが、今後も引き続き減少基調で推移する。

一方、非OECD諸国の人口は引き続き増加してゆく。2035年までに世界で増加する18億人のうち、16億人までが非OECD諸国によるものである。中東、アフリカの増加率はそれぞれ年率1.5%、2.1%と、引き続き急速な人口増が見込まれる。アジアでも増加が続くが、伸び率はこれまでより鈍化し同0.8%である。現在、最大の人口を擁する中国の増加率は同0.1%に過ぎず、2035年の人口は現在より4,376万人多いだけの13億8,000万人にとどまる。これに対しインドは高い増加率を維持し、2020年ごろに中国を抜き、2035年には15億8,000万人に達する。一部のアジア諸国においては、高齢化がとりわけ急速に進行する。

図2-2 人口(1990年、2010年、2035年)



(出所)国連人口予測等をもとに日本エネルギー経済研究所想定

2.2.2 経済成長

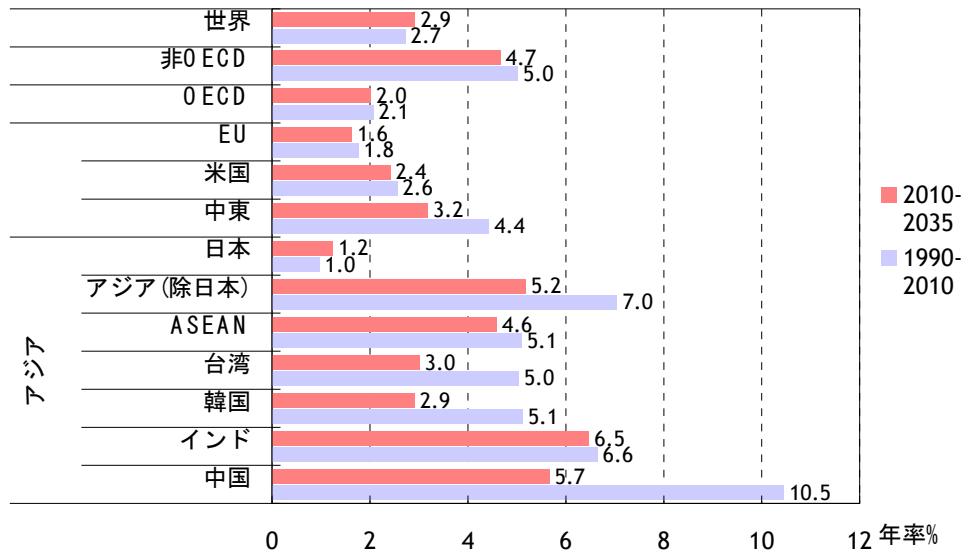
リーマンショックに端を発した金融危機により大打撃を受けた世界経済は、各国の大規模な経済対策、異例の金融対策により、辛くも最悪期を脱した。しかしながら、回復基調がうかがえたのはつかの間であった。債務を民間部門から政府部門へ移したことで、公的債務は大きく積みあがった。このことは、特にユーロ圏周辺国を中心に懸念材料となり、ヨーロッパの広範囲において信用不安を引き起こし、世界経済は再び停滞に陥っている。先の大規模な経済対策による設備過剰、一方で非伝統的手法を含む金融緩和による一次産品のインフレーション圧力のため、多くの国々が有効な景気対策を見つけあぐねている。リーマンショック直後はダメージが比較的小さかったアジアの新興国も、今次は貿易・国際金融を通じ、悪化するヨーロッパ経済情勢の影響を受けている。また、再び高値水準に切り上がっている原油価格は石油輸入国経済を圧迫している。

もっとも、中長期的に見れば、世界経済は成長軌道に復帰すると考えられる。地域によっては現在失っている成長からのリバウンド効果が期待される一方で、本格的な回復には少なからぬ時間を要する地域もあろう。

これまで力強い成長を実現してきた中国をはじめとするアジア新興国は、今後も世界経済の成長センターであることが期待されている。しかしながら、賃金水準の引き上げや国民の権利意識の芽生えなどにより、従来のような豊富な余剰労働力と低コストを武器とした輸出主導型の経済成長は転換を迫られることになる。現在の景気減速が成長の限界を示している訳ではないが、アジア新興国、とりわけ中国においては、これまでの高成長を支えてきた環境は変わりつつある。もっとも、従来の驚異的な成長率こそ見込み難いものの、アジアが引き続き他の地域を凌駕する成長を実現し、世界経済の中で存在感を増してゆく確度は高い。

以上のような情勢を鑑み、またアジア開発銀行(ADB)や国際通貨基金(IMF)をはじめとする国際機関による予測、ならびに各国政府発表の経済開発計画等も参考にして実質総国内生産(GDP)成長率を想定した。

図2-3 経済成長率(1990-2010年、2010-2035年)



世界経済は2010～2035年にかけて年率2.9%程度、すなわち過去25年と同程度の成長率で拡大する(図2-3、付表3)。もっとも、多くのOECD諸国においては経済成長率が1～2%台にとどまる。一方、非OECD諸国は人口、1人当たりGDPともに大きく伸張することから、4%台後半の成長を実現する。このため、現在世界経済の72%を占めているOECD諸国のシェアは、2035年には58%にまで低下する。

北米は人口・労働力の持続的な増加などにより、OECD諸国の中では経済成長余力も幾分大きく、2010～2035年において年率2.4%の成長が見込まれる。日本は人口減少・高齢化に直面しており、生産年齢人口の減少によって潜在成長率は低下してゆく。しかし、経済成長著しい新興国などへの輸出等を後ろ盾に1.2%で成長する。欧州連合(EU)は、しばらくは経済危機の影響が大きい。債務問題に目処をつけ、現在過剰となっている労働力を活用できれば安定的な経済成長に戻ることが可能であり、1.6%で成長する。

日本を除くアジア経済は年率5.2%で成長し、2035年のGDPは2010年比で約3.5倍に達する。今後四半世紀における世界経済の増分のうち、実に40%が日本を除くアジア経済による。世界経済に占めるそのシェアは、2010年の17%から2035年には29%にまで拡大する。

世界第2位の経済大国である中国は、中長期的には経済構造を投資・輸出主導型から消費主導型へ徐々に転換してゆく。また、高齢化のテンポが加速し、これまで廉価な賃金を支えてきた豊富な労働力人口は徐々に減少してゆく。そのため、2035年にかけての成長率は緩やかに鈍化し、年率5.7%となる。ただ、鈍化するとはいえ、GDPは25年間で約4倍増し、2035年の

1人当たりGDPは9,300ドル程度に達する。

インドは1人当たりの所得水準はまだ低く、貧富の格差も大きい。しかし、数億人にも上るといふ中流階級と、今後の底上げが期待される膨大なBOP (Base of the Economic Pyramid)層は、有望な消費市場として注目を集めている。また、高齢化の進む中国と比べて若年層の割合が高く、生産面では長期に渡って人口ボーナスが期待できる。貧弱なインフラ、電力不足、外資参入障壁などの問題を解消できれば、中長期的に高度成長を達成する可能性が高い。2035年にかけて年率6.5%で成長しても、1人当たりGDPは同時点の中国の3分の1程度で、更なる成長余力は十分に大きい。

インドネシア、マレーシア、タイ、ベトナムなどの東南アジア諸国連合(ASEAN)は、EUを上回る人口6億人という巨大な消費市場として成長が見込まれる。同時に中国での人件費上昇やリスクの顕在化が、安価かつ豊富な労働力を持つASEANの生産拠点としての価値を高めている。さらに、域内の後発途上国が発展の離陸期を迎えつつあることも経済を活性化させる。人口5,000万人を擁するミャンマーで民主化が進展し、欧米諸国の制裁が完全に停止となれば、経済成長のさらなる加速も見込まれる。2035年にかけてのASEANの成長率は年率4.6%、1人当たりGDPは4,400ドル程度に達する。

2.2.3 国際エネルギー価格

2008年央に\$150/bblに迫る史上最高値をつけ、その後わずか半年で\$30/bbl台への急落という乱高下を経験した原油価格は、その後再び値を上げている。2011年初めのアラブの春の顕在化、イランの核問題などを背景に、とりわけヨーロッパ・アジア市場で騰勢を強めた。2012年に入り、ヨーロッパ発の経済危機が世界に暗い影を落としているにもかかわらず、金融緩和の副作用や投機・投資資金に影響され、原油価格は\$110/bblという高水準を維持している。

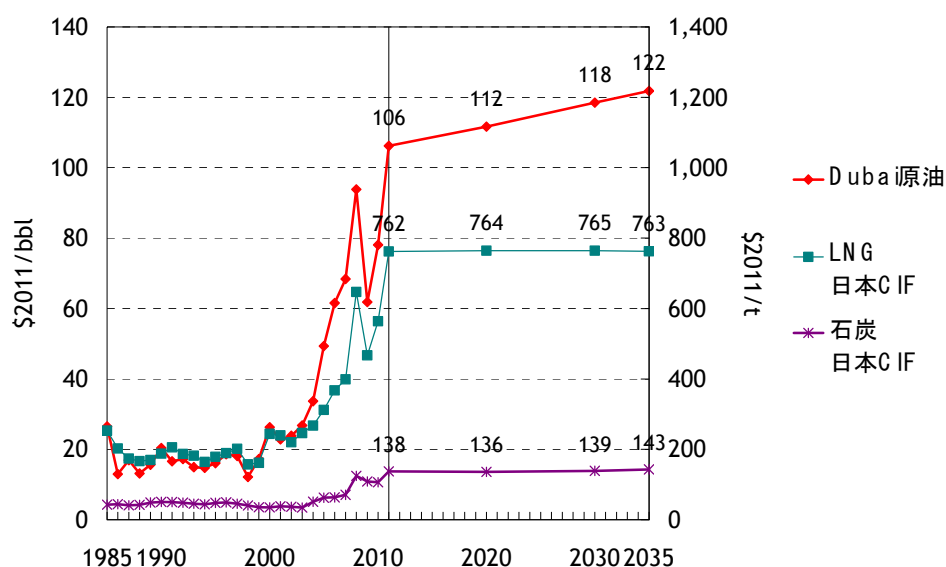
既存油田の生産減退を相殺し、増大する世界の石油需要を賄うために、在来型の石油に多くを依存する状況は今後も変わらない。しかしながら、これまでの原油生産地域での開発に加え、カナダのオイルサンド、米国のシェールオイル、ブラジルのプレソルトなど、これまで経済性に乏しかった資源も市場で重要な役割を果たすようになってきている。

石油輸入国が中東を中心とする石油輸出国機構(OPEC)諸国やロシアなど少数の輸出国に依存を高めることは、OPECの市場支配力を拡大させることにつながる。同時に、相対的に生産コストの高い中小規模、極地、大水深油田等へのシフトによる限界費用の上昇も見込まれる。また、これまでの経緯から鑑みると、先物市場への過剰な資金流入に対し強力な規制が導入される見込みは薄く、投機・投資資金による原油価格の押し上げが継続することも否定できない。これらのことから、原油価格は短期的な変動幅を増しつつ、中長期的にはじりじりと上昇してゆくものと想定している。

アジア向け指標原油であるDubai原油価格(2011年実質)は、2020年に\$112/bbl、2035年には\$122/bblに達する(図2-4、付表4)。想定インフレ率2%/年での名目価格は、2020年に\$137/bbl、

2035年には\$200/bblに達する。

図2-4 国際エネルギー価格



(注)将来値は2011年価格

日本向けの液化天然ガス(LNG)価格決定方式は、基本的に石油リンクが継続されると想定している。しかしながら、非在来型天然ガスの増産やアジア向けパイプラインガスの増加に伴い、原油との相対価格は中長期的に低下する。しかし、2035年の実質価格は\$763/tと、2011年の高値とそれほど変わらない。

石炭は、原油、天然ガスと比較すると長らく価格変動が極めて緩やかであった。石炭は資源制約が相対的に小さいが、発電用、製鉄用を中心とした世界的な需要増があり、価格は2011年までの急騰が一服した後も緩やかに上昇する。なお、気候変動対策の一環として、炭素税が付与されると、消費者価格は国際価格に比べ格段に上昇することになる。

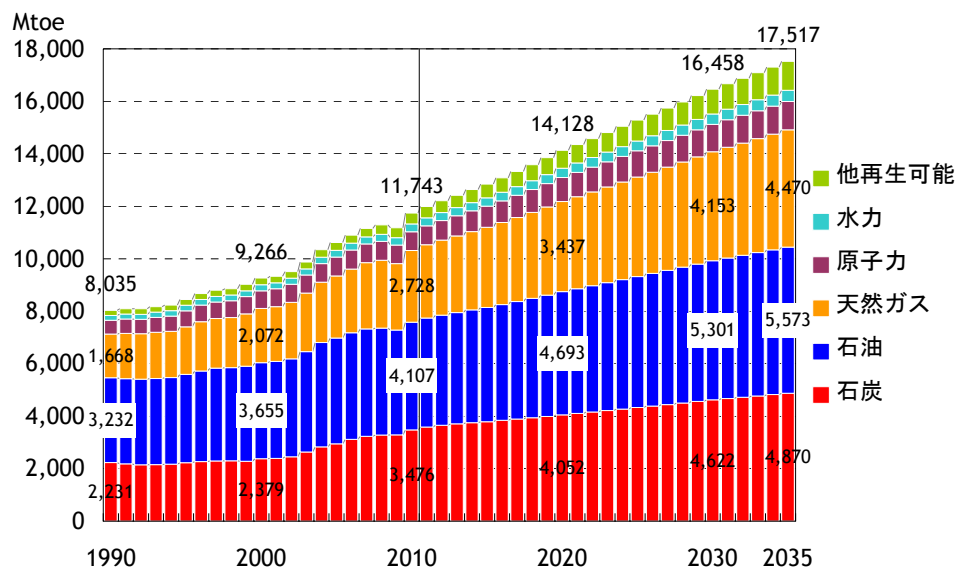
3 世界・アジアのエネルギー需給展望

3.1 一次エネルギー消費

3.1.1 エネルギー源別

世界の一次エネルギー消費は、レファレンスケースにおいて2010年の石油換算11,743百万t (Mtoe)から2035年には17,517 Mtoeへと約1.5倍に増加する(図3-1)。この間の省エネルギーは過去20年より加速し、エネルギー消費の増加率(年率1.6%)は経済成長率(2.9%)を下回る。しかし、平均して現在の日本の約半分に相当する需要が毎年新たに発生することとなり、世界は今後も膨大なエネルギーを必要とする。現在見込まれる各国のエネルギー政策や省エネルギー技術の開発・展開の程度では、エネルギー需要と経済成長のデカップリング実現には程遠い。

図3-1 世界の一次エネルギー消費(エネルギー源別、レファレンスケース)



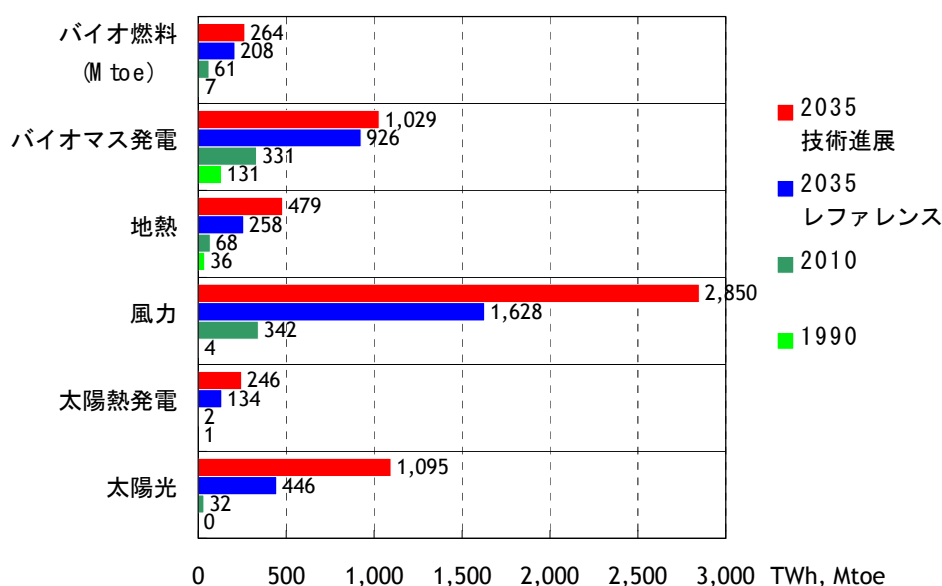
現在、一次エネルギー消費の約9割を化石燃料(石油、石炭、天然ガス)が占めているが、今後増加するエネルギーも約8割が化石燃料によって賄われる。このため、2035年になっても化石燃料に依存する構造は変わらない。石油が最大シェアを維持し、石炭がこれに続くという並びは維持されるものの、世界は石油依存度を緩やかに逡減させてゆく。この先25年間で最大の増加を示すのは、最終消費と発電用いずれも大きく増加する天然ガスである。その結果、2035年には石油、石炭、天然ガスのシェアがほぼ同程度になる一歩手前の段階に至る。

原子力は電力需要が増大する中国、インドなどの新興国を中心に積極的な導入が図られる。その増加分のすべてが非OECD諸国によるものである。他のエネルギーの需要と同程度の伸び率で増加し、毎年平均では3.3基相当(1基 = 1 GW換算)の発電所が新增設されることから、一

次エネルギー供給に占めるシェアは予測期間を通じて6~7%で安定的に推移する。

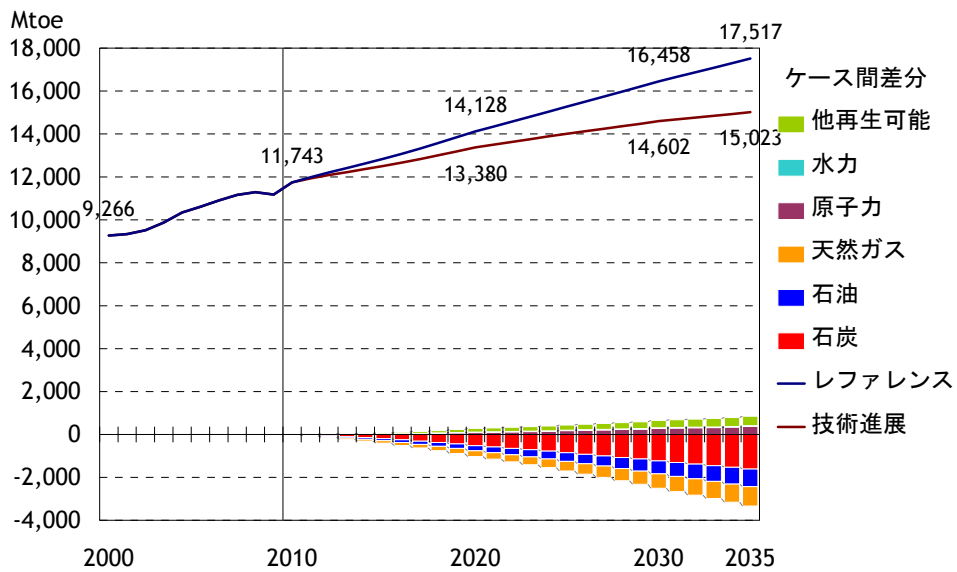
再生可能エネルギー、中でも風力、太陽光などとバイオ燃料の増加率は他のエネルギーのそれをはるかに凌駕し、この先四半世紀で2.6倍に増加する(図3-2)。しかしながら、発電量に占める再生可能エネルギーのシェアは2035年においても20%強に過ぎず、水力を除くと10%に達しない。バイオ燃料は食料、土地利用等との競合のない次世代バイオ燃料(セルロース系)の開発が進み、導入が加速化する。主として運輸部門の石油代替エネルギーとして利用され、その代替比率は米国、欧州諸国の多くでは10%を超え、現在さとうきび原料のアルコール生産が盛んなブラジルでは35%に達する。

図3-2 世界の再生可能エネルギー導入量(1990年、2010年、2035年)



技術進展ケースにおける一次エネルギー消費は、省エネルギー・気候変動対策の強力な展開により大幅に節減される。2035年においてその量は15,023 Mtoeに留まり、レファレンスケースからの削減量は現在の中国と韓国の消費量を合わせたものに匹敵する2,493 Mtoeに達する(図3-3)。石炭は2010年代半ばにピークを打ち、その後は減少に転じる。石油と天然ガスは増加し続けるものの、そのペースはレファレンスケースと比較するとかなり鈍く、それぞれ年率0.6%と1.1%である。これらの結果、化石燃料のシェアは2035年に77%まで低下する。

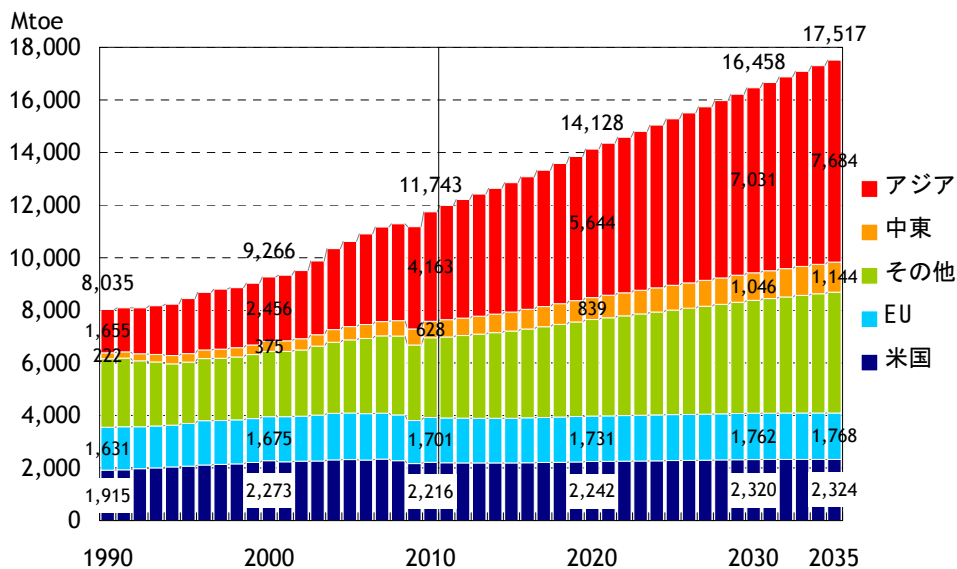
図3-3 世界の一次エネルギー消費とケース間差分



3.1.2 地域別

世界の一次エネルギー消費は2035年までの年率1.6%で増加するものの、地域により様相は大きく異なる(図3-4)。OECD諸国のエネルギー消費は微増に留まる一方で、非OECD諸国の消費は引き続き急速に増大し、世界の増分の約9割を発生させる。その結果、世界のエネルギー消費に占める非OECDのシェアは、現在の53%から2035年には66%にまで拡大する。

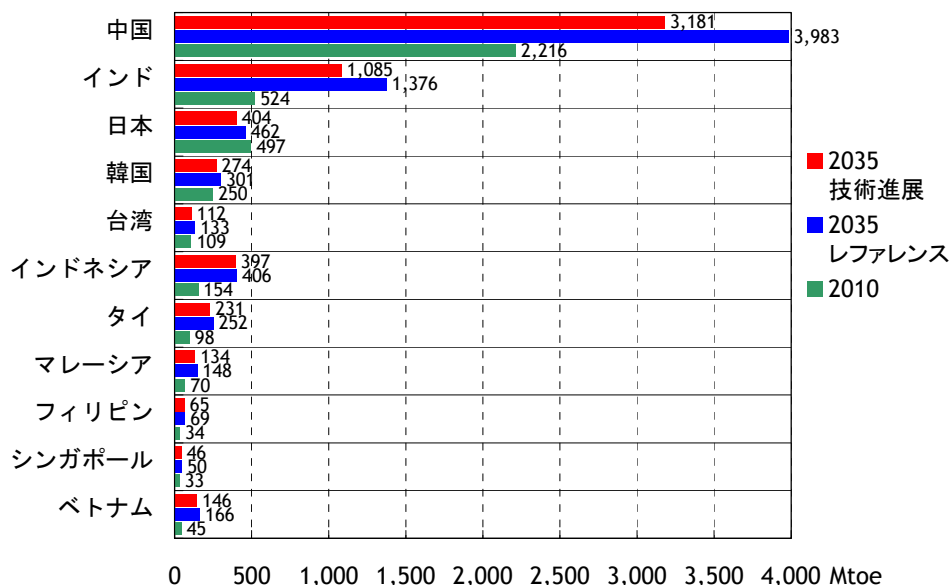
図3-4 世界の一次エネルギー消費(地域別、レファレンスケース)



経済規模が突出して拡大するアジア地域は、今後25年でエネルギー消費が1.8倍に増加し、世界の増分の約6割を占める(図3-5)。中国、インドそれにインドネシア、タイ、マレーシア、

ベトナム等ASEANは、経済分野における存在感をますます強めてゆく。エネルギー効率が悪く経済規模以上に消費しているエネルギー分野においては、アジアの影響力は良くも悪くも一層大きくなる。なお、この地域で一次エネルギー消費が減少してゆくのは日本のみである。

図3-5 アジアの一次エネルギー消費(2010年、2035年)

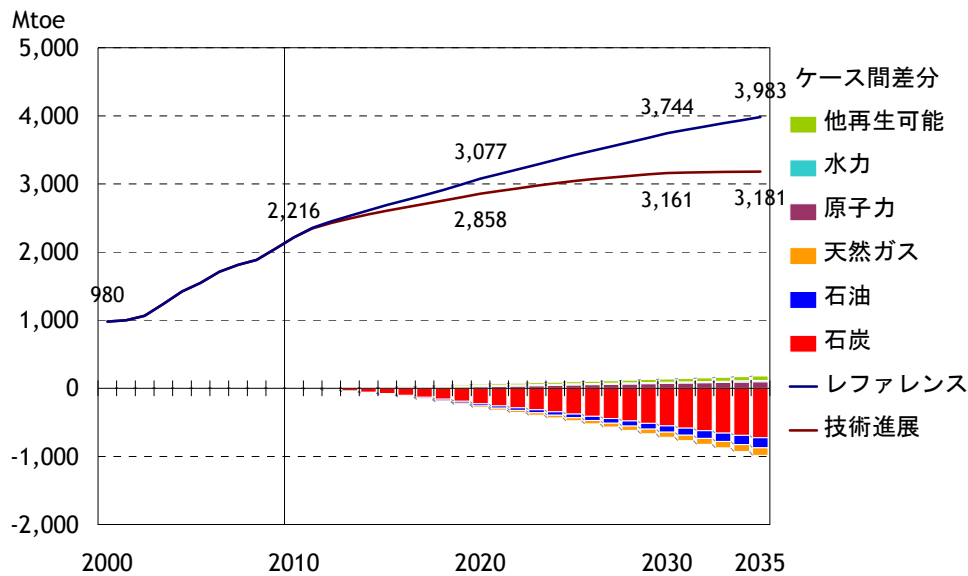


技術進展ケースにおいても非OECD諸国、アジアの役割は大きく、2035年における世界の省エネルギー量2,493 Mtoeのうち、非OECD諸国による分は67%、アジアによる分は53%に上る。石炭削減量に至っては、72%がアジアによるものである。これらの地域が世界のエネルギーシステム変革の鍵を握っている。

3.1.3 中国

中国の一次エネルギー消費は2010年の2,216 Mtoeから年率2.4%で増加し、2035年には3,983 Mtoeに達する(図3-6)。ただし、予測期間の前半と後半とでは様相がかなり異なる。2020年以降は経済成長の鈍化と省エネルギーの継続により、産業部門のエネルギー消費は微増にとどまる。製造業のエネルギー消費の4割を占める鉄鋼業と非鉄金属の主要生産物は、足下の景気減速では過剰生産に陥っている。インフラ整備や住宅建設は予測期間早々にピークアウトし、鉄鋼需要の成長はさらに鈍化する。旧式製鉄所などの非効率な設備の問題も深刻で、政府は老朽化設備の閉鎖などに協力した企業に融資を行うなど、省エネルギーの進展を促進する。人口が2025年の13億9,500万人をピークに減少に転じることもあり、民生、運輸部門ではエネルギー消費増加率が大幅に鈍化する。これらのことから、2020年以降の一次エネルギー消費の増加率は1.7%まで低下する。

図3-6 中国の一次エネルギー消費とケース間差分



技術進展ケースにおいては、2035年の一次エネルギー消費は3,181 Mtoeにとどまり、この先25年における増分は過去10年間のそれを下回る965 Mtoeまで圧縮される。電力需要の低下及び熱効率の向上による発電部門のエネルギー削減や産業部門での省エネルギーが寄与し、石炭消費が特に大きく減少する。これらによる省エネルギー量は現在の英国、ドイツ、フランスの消費量に相当し、世界の省エネルギー量の32%を占める。

中国は現在一次エネルギー消費の4分の3を石炭に依存しており、2035年に向けても石炭が依然として主要なエネルギー源であり続け、消費の中心は発電用へとますますシフトしてゆく(図3-7)。粗鋼などの生産量が大きく伸びないことから、レファレンスケースでも産業用石炭消費は2015年から減少に転じ、2035年の消費量は2010年を下回る367 Mtoeとなる。このため、一次エネルギー消費における石炭依存度は55%にまで低下する。

石油消費は今後25年でほぼ倍増し、2035年には836 Mtoeに達する。この増加を牽引するのは道路部門を中心とする運輸部門である。中国は世界最大の新車市場となったが、人口当たりの保有率はまだ6%に過ぎない。2025年以降は、人口の減少が見込まれるものの、所得水準の上昇に伴い、自動車の購買意欲が喚起される。このことは、2035年の自動車保有台数を3.2億台まで引き上げ、運輸部門の石油消費を2.7倍増させる(図3-8)。世界のガソリン消費に占める中国のシェアは現在の7%から19%にまで拡大する。

図3-7 中国の石炭消費増分(2010年比、レファレンスケース)

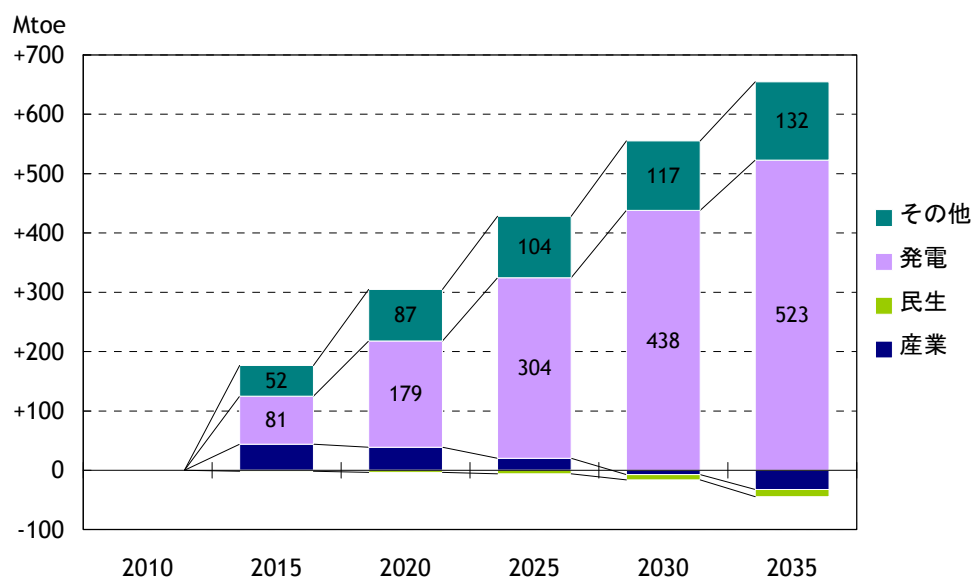
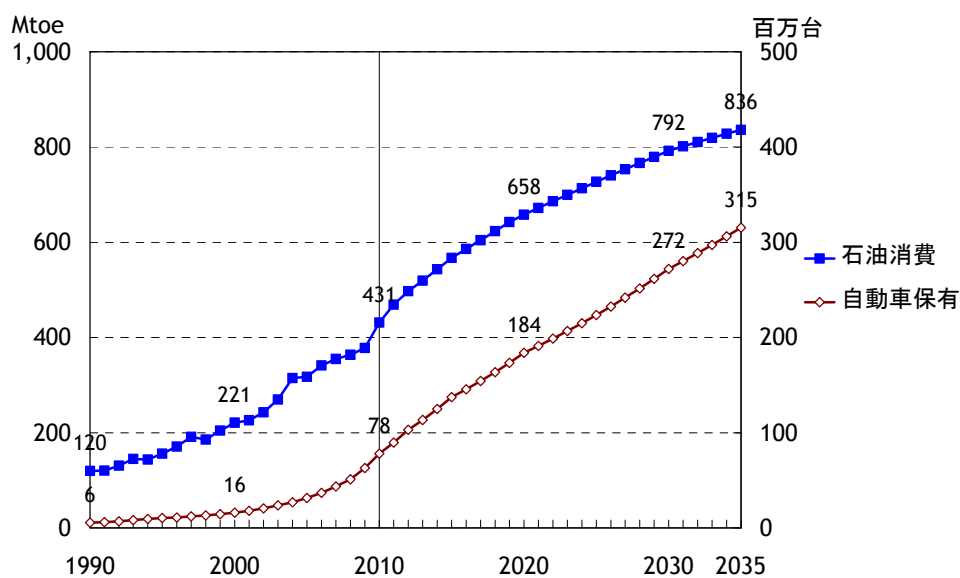
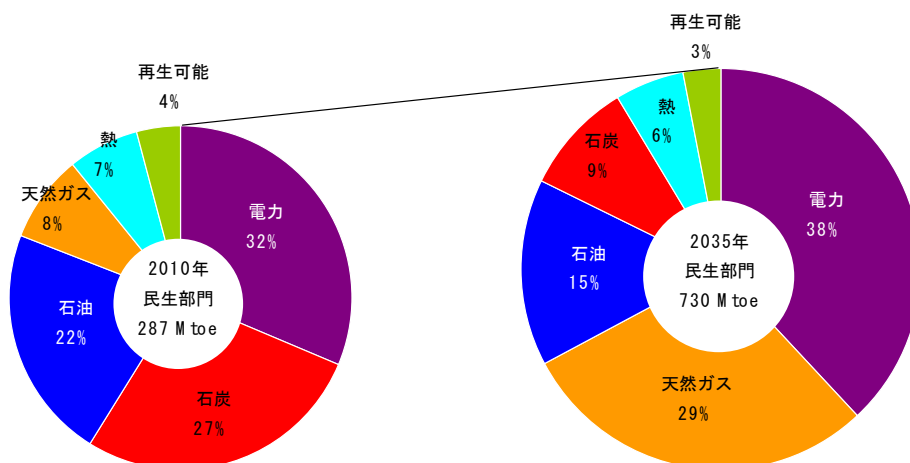


図3-8 中国の石油消費と自動車保有台数(レファレンスケース)



天然ガスは導入が政策的に推進されており、また供給源が広がりつつあること、シェールガスやコールベッドメタンの開発期待されることから、全ての部門で消費が増加する。とりわけ民生部門は予測期間前半の増加が顕著で、2020年までに現在から4.8倍増となり、同部門では石炭、石油を上回り、電力に次ぐ第2のエネルギーとなる(図3-9)。また、発電用の増加も著しく、一次消費は2035年に500 Mtoeを越す。

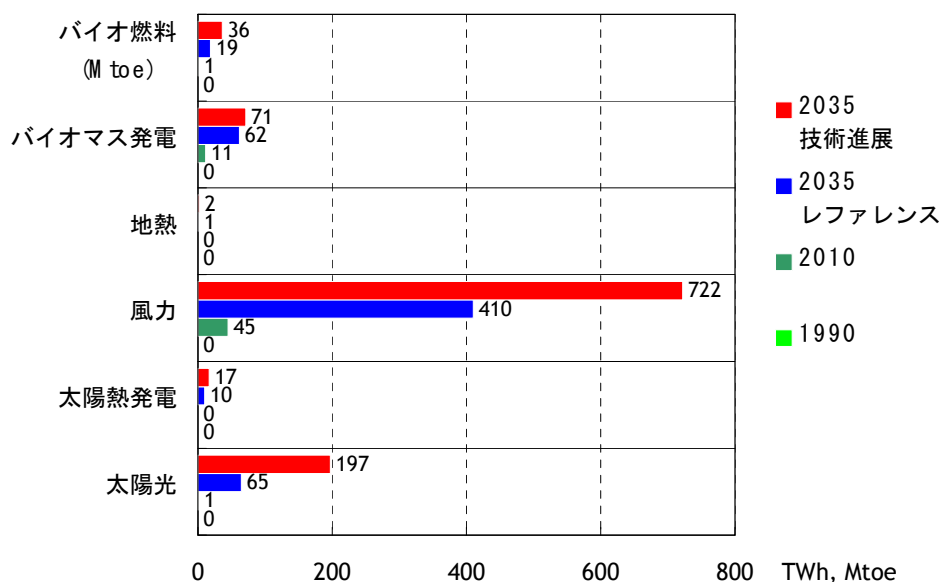
図3-9 中国の民生部門エネルギー消費(2010年、レファレンスケース2035年)



中国は、アジアでは日本及び韓国に次ぐ原子力大国である。2035年には世界一の米国とほぼ同水準まで原子力の導入が進む。2010年から2035年までの世界の原子力導入量の約半分は中国が占めている。第12次5カ年計画の中では、2015年までに40 MWの原子力発電プラントを建設する目標が打ち出されている。

再生可能エネルギーは、2035年には一次エネルギー供給の5.1%に達する。世界最大の水力発電所である三峡ダムの開発などにより、中国の水力発電量は世界最多となっていることに象徴されるように、現在は水力が再生可能エネルギーの大半を占めている。

図3-10 中国の再生可能エネルギー消費(2010年、2035年)

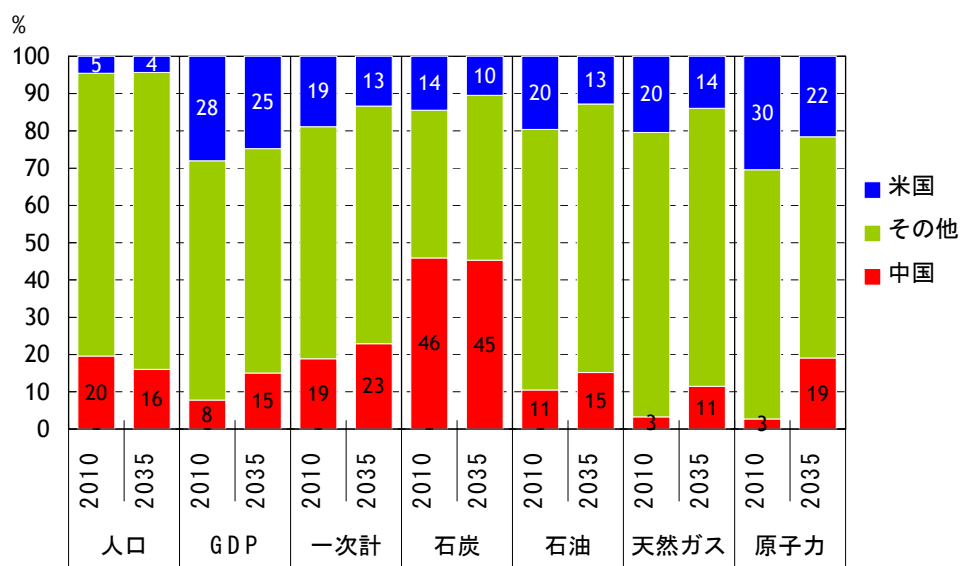


しかし、今後は、風力、太陽光等の積極的な導入が図られる。風力発電等が普及する米国やヨーロッパに次ぐ規模の導入により、2035年には風力や太陽光が水力と並び主要な再生可能エネルギーとなる(図3-10)。短期的には買取価格制度の導入や政府による補助金投入により、

太陽光発電の大幅な増加が見込まれる。第12次5カ年計画の中で、風力発電は2011年の47.8 GWから2015年に100 GW、太陽光発電は2011年の3.1 GWから2015年に21 GWの導入目標が立てられている。

中国は米国を抜き世界最大のエネルギー消費国となったが、2035年には米国の1.7倍となり、その差を拡大させる。1人当たり一次エネルギー消費量は予測期間早々に世界平均を超える。ただし、GDP当たりの一次エネルギー消費量は世界平均を上回ったままであり、依然としてエネルギー消費効率改善の余地は大きい。2035年には世界のエネルギーの4分の1、石炭に至っては引き続き4割以上が中国で消費される(図3-11)。2020年ごろには石油消費も米国を抜き世界最大となり、天然ガス、原子力については2035年にはともに世界第2位の地位を確立する。原子力については、技術進展ケースでは、2030年ごろに米国を抜き、世界第1位に躍り出る。

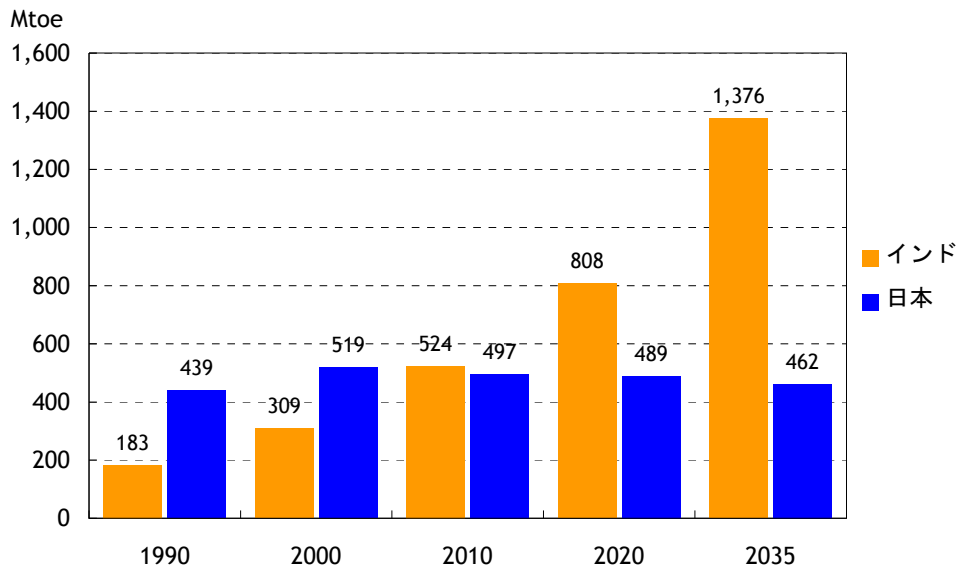
図3-11 中国、米国の世界シェア(2010年、レファレンスケース2035年)



3.1.4 インド

インドの一次エネルギー消費は、高い経済成長と人口増加により、2010年の524 Mtoeから年率3.9%で増加し、2035年には1,376 Mtoeに達する(図3-12)。インドのエネルギー消費は、2009年に日本を上回ったが、2035年にはさらに日本の3倍まで増加する見込みである。経済成長による所得の上昇、インフラ整備の進展及び人口の増加により、運輸部門のエネルギー消費が増大する。農村部を中心とする電化の進展も、民生部門の電力消費を底上げする。

図3-12 インドと日本の一次エネルギー消費(レファレンスケース)

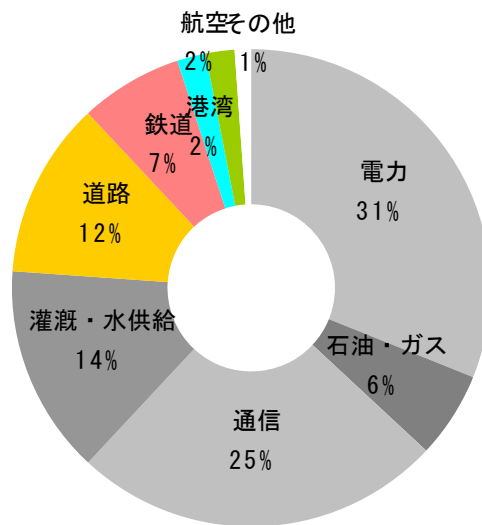


インドではエネルギー増加に伴い化石燃料の輸入依存度が高まっている。インドは主要国の中では化石燃料純輸入金額のGDP比が最も高く、安全保障上、将来的にエネルギー需要増の抑制が重要になっている。電力省のBureau of Energy Efficiency (BEE)をはじめ、発電、産業、民生部門における電力の省エネルギー政策や、CDMを活用した省エネルギーの推進などにより、技術進展ケースにおいては、2035年の一次エネルギー消費が1,085 Mtoeまで圧縮される。これらの省エネルギー量は、現在のドイツの消費量に相当し、世界全体の省エネルギー量の12%に相当する。

インドは米国、ロシア、中国、オーストラリアに次いで石炭の埋蔵量が多く、世界の埋蔵量の7%を占めている。天然ガスや石油の埋蔵量は少なく、そのため発電を中心に石炭の依存が高くなっている。現在、一次エネルギー消費の5割強を石炭に依存しており、2035年に向けても同程度の割合が維持される。しかしながら、国内で産出される石炭は灰分が多く、品質がそれほど高くないことに加え、その国内資源の開発も手間取っている。そのため、増大するエネルギー需要は国内炭だけでは賄いきれず、輸入に依存するようになっている。2035年に向けても石炭の輸入依存度は益々高くなってゆく。

インドの石油消費は、運輸部門を中心に今後25年で2.4倍に増加し、2035年には387 Mtoeに達する。インドでは国内自動車メーカーによる廉価な自動車市場が拡大している。2035年にかけては、生産体制の確立、所得水準の上昇により自動車の普及が加速し、自動車保有台数は1億5,000万台まで増加する。それでも、人口あたりの保有台数は依然として低い。一般道及び高速道路の整備、それに自動車の競合機関である鉄道、航空などの交通インフラ投資の拡大もモータリゼーション進展の鍵を握る。第12次5カ年計画によれば、インドの交通インフラ投資は、電力網の整備や通信設備に次いで高い割合を占める(図3-13)。

図3-13 インドの第12次5カ年計画におけるインフラ投資の割合



(出所) India Infrastructure Summit 2012資料をもとに作成

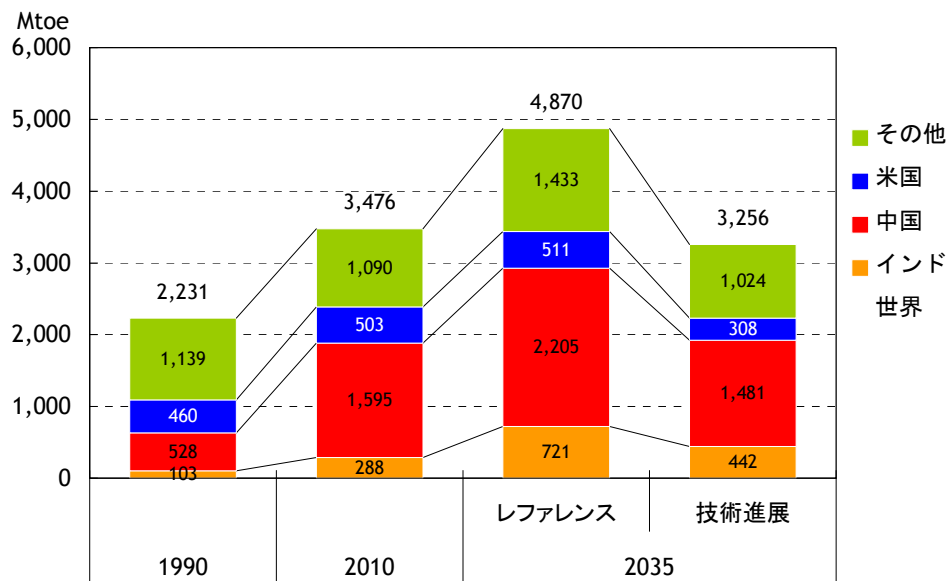
天然ガスの導入は石炭への依存軽減と環境問題の観点から重要な政策課題である。近年は、政策的に天然ガスの導入が加速され、2004年にはLNG輸入が開始されている。今日、インドの輸入量は中国や台湾を上回っている。2035年に向けて、需要は年率4.6%で増加する。しかしながら、依然として石炭が重要なエネルギー源であり続けるインドにおいては、一次エネルギー消費に占める天然ガスの割合は2010年10%から2035年12%とわずか2%ポイント増加するに留まり、天然ガスによる石炭の大幅な代替は見られない。

インド政府は、第12次5カ年計画の中で、2017年までに100 GWの原子炉建設目標を立てている。2030年の導入量は韓国を上回り、中国に次いでインドが世界の原子力の導入を牽引する。

一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギー(商用ベース)の割合は現在わずか2.4%であり、2035年においても2.8%に留まる。再生可能エネルギーの大部分は水力と風力で構成されている。インドでは風力の潜在量が高く、これまで政府が税制優遇などにより風力発電の導入を後押ししてきた。しかし近年その措置が大幅に縮小され、新規建設計画が急激に減少している。

インドは現在でも米国、中国、ロシアに次ぐエネルギー消費大国であるが、2035年にはロシアを抜かして3位となる。1人当たり一次エネルギー消費量は世界平均を下回るものの、2035年には現在の1.9倍まで増える。GDP当たりの一次エネルギー消費量は世界平均を上回り、依然としてエネルギー消費効率改善の余地は大きい。現在の石炭消費は米国の6割程度水準であるが、2025年ごろには米国を上回る(図3-14)。2035年にはインドは中国に次ぐ世界第2位の石炭消費国となる。

図3-14 石炭の一次エネルギー消費の国別比較(1990年、2010年、2035年)



3.1.5 ASEAN

ASEANの一次エネルギー消費は、高い経済成長と人口の増加により、2010年の439 Mtoeから年率3.8%で増加し、2035年には1,124 Mtoeに達する。2010年代早々に日本の一次エネルギー消費を上回る見込みである。エネルギー源別には、1990年代の石油中心の消費から、石炭、天然ガスの消費が大幅に増加することに加え、2030年代には原子力が導入される。2011年にはタイで洪水被害があったものの、インドネシアやフィリピンなどの鉄鋼消費は好調に推移している。今後も、高い経済成長にともなってすべての部門でエネルギー消費が高い伸びを示すが、2020年以降は人口成長率の変化とともに伸びはやや緩やかになる。民生部門では、電化の進展、所得水準の上昇によりエネルギー消費の伸びがもっとも大きい。

一次エネルギー消費の年平均伸び率では、ミャンマーが8.4%と極めて高い(図3-15)。ミャンマーは1988年の政変で軍事政権に対して経済制裁が課されたことで工業化が遅れ、アジアの最貧国の1つとなっていた。しかし、2011年の新政権発足後、政治改革が急速に進み、経済制裁も停止されつつある。今後も改革が進み、電力等のインフラ問題が改善すれば、労働集約型産業を礎に経済発展とエネルギー需要の増加が本格化する。

技術進展ケースにおいては、産業部門での省エネルギーの進展等によりエネルギー消費の伸びが抑制される。また、化石燃料代替のため原子力や再生可能エネルギーの導入が促進されることで、2035年にはエネルギー供給源の一層の多様化が進む(図3-16)。

ASEANは現在一次エネルギー消費の2割を石炭に依存している。今後は高炉の相次ぐ建設などエネルギー多消費産業の発展及び安価な石炭火力へのシフトにより、産業、発電部門ともに石炭消費が増加する。2035年の石炭の割合は約3割となる。インドネシアに石炭資源が豊富に賦存していることから、石炭は2035年に向けてますます重要なエネルギー源となる。

図3-15 ASEANの一次エネルギー消費の平均伸び率(2010～2035年、レファレンスケース)

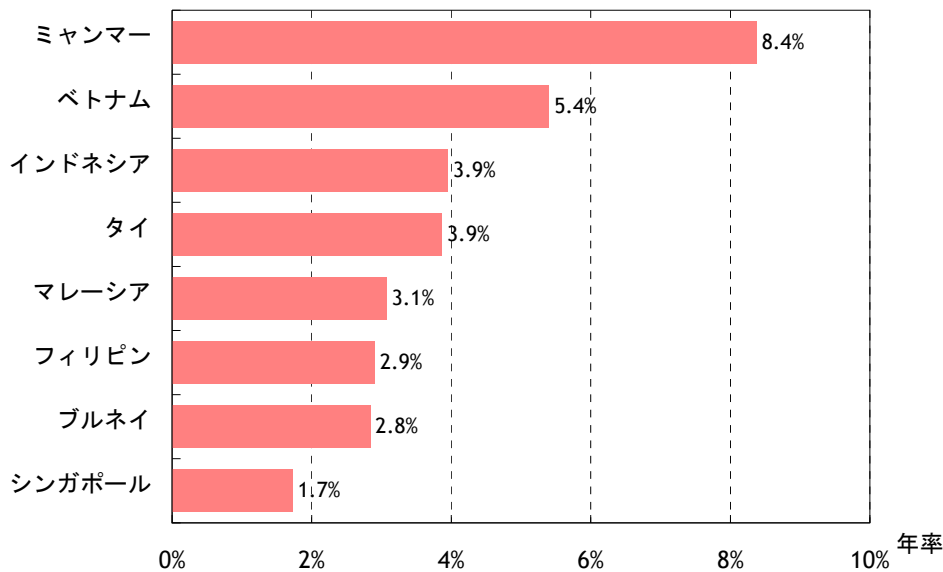
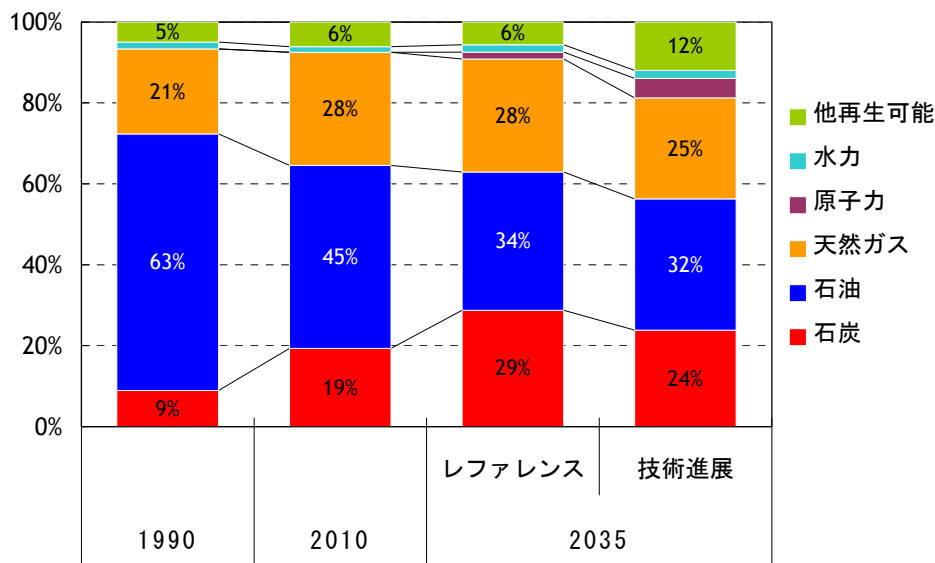


図3-16 ASEANの一次エネルギー消費構造(2010年、2035年)



石油消費は今後25年で倍増し、2035年には379Mtoeに達する。一次消費に占めるシェアこそ落とすものの、最大のエネルギーであることに変わりはない。ASEANでは所得水準の上昇に伴う自動車保有率の増加と交通インフラ整備の促進により運輸部門の石油消費が増加する。現在ブルネイとマレーシアは石油純輸出国であるが、インドネシアでは石油及び天然ガスとともに生産が停滞しており、国内需要の増加に追いつかず、輸入が増加している。2035年に向けてASEANの石油輸入依存度は上昇する。

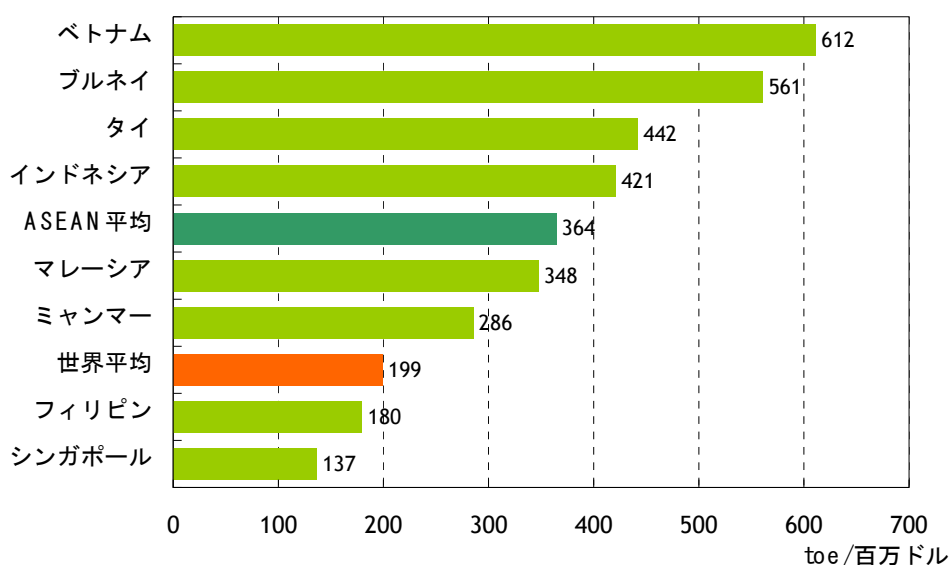
天然ガスは、ミャンマーの天然ガス資源開発等が期待されており、2035年に向けて発電部門を中心に消費が増加する。また、パイプラインによる中国への輸出も計画されている。

原子力は、足元では、東日本大震災の影響により原子力導入計画の見直しが各国で図られているものの、2035年までには、マレーシア、ベトナム、タイなどで導入が進む。

原子力導入計画の見直しに伴い、再生可能エネルギーも重要なオプションとして注目が増しつつある。ただし、日射条件には恵まれているものの、システムコストが高いことなどから、2035年に向けても再生可能エネルギーが基幹エネルギーとしての役割を担うには至らない。

ASEANのエネルギー消費は、2035年に向けてインドとほぼ同程度の伸び率で増加する見込みである。1人当たり一次エネルギー消費量は2035年には現在の1.9倍まで増える。GDP当たりのエネルギー消費量は世界平均を上回り、依然としてエネルギー消費効率改善の余地は大きい(図3-17)。

図3-17 ASEANのGDP当たりエネルギー消費量(レファレンスケース2035年)

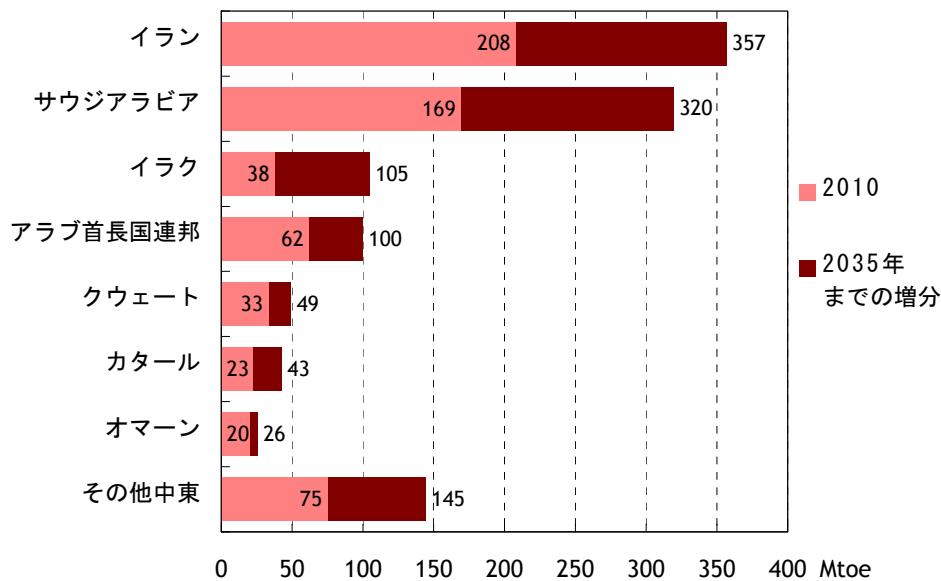


3.1.6 中東

中東は主要な石油生産地域として重要性が一層増すと同時に、一次エネルギー消費は2010年628 Mtoeから年率2.4%で増加し、2035年には1,144 Mtoeに達する。その背景には、急速な人口増加と、豊富な資源を輸出することにより得られた収入を源とする、富裕層のみならず中間層の生活水準向上がある。とりわけ、発電、運輸部門のエネルギー消費が増加する。

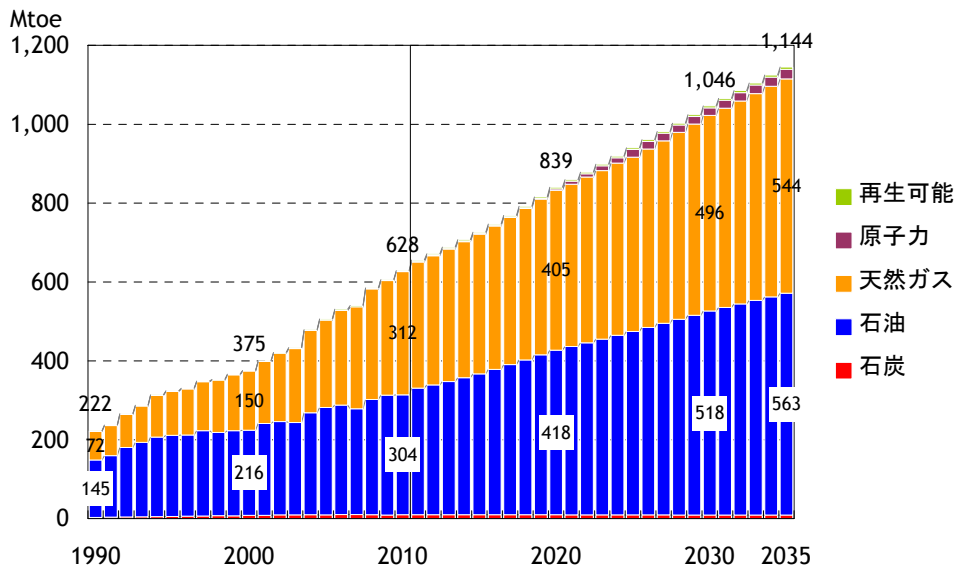
現在は、イラン、サウジアラビア、アラブ首長国連邦(UAE)の順にエネルギー消費が大きく、この3か国で中東地域全体の7割を占めているが、2035年に向けてはこれら3か国に加え復興が進むイラクもエネルギー需要を大きく増加させる(図3-18)。

図3-18 中東の一次エネルギー消費(地域別、2010年、レファレンスケース2035年)



中東では、石油及び天然ガスが基幹エネルギーであり続ける(図3-19)。中東での石油消費は、現在、日本の1.5倍程度であるが、2035年に向けてほぼ倍増し、日本の約4倍となる。その増加を牽引するのは運輸部門である。今後労働力人口が増加すると同時に、富裕層だけではなく中間層も含め自動車購買意欲の拡大が見込まれる。国により違いがあるが、ガソリン価格が政府の補助金により安価に抑えられていることも自動車利用を拡大させる一因となる。

図3-19 中東の一次エネルギー消費量(エネルギー源別、レファレンスケース)



2035年の天然ガス消費は、2010年の1.7倍に増加する。世界最大の天然ガス消費国は予測間を通じて米国であるが、中東における天然ガス消費は2035年には米国と同等となる。国別消

費では、イランが中東全体の4割、サウジアラビアが2割程度を占めており、2035年に向けてもこれらの国が主なガス消費国であり続ける。また、イラクは2035年においても中東全体の7%に過ぎないが、25年間で現在の9倍まで増加する。将来の産油量減少への備え、雇用機会の創出の見地から石油化学を中心とした製造業の育成に注力している。2035年に向けては石油化学を中心とする産業部門、及び非エネルギー消費部門の消費が増加する。また、造水・発電プラントの増設が進み、発電部門の消費も増加する。

原子力は、サウジアラビア、UAEを中心に導入が進む。産油量の伸び悩み、その一方で増加する電力需要に対応するため、代替エネルギーの導入が喫緊の課題になっている。サウジアラビアでは、石油と石油生産に随伴する天然ガスが発電の主な燃料となっている。しかし、随伴ガスの生産量はOPECでの石油生産枠により制約されてしまうこと、天然ガスは石油化学の重要な原料でもあることなどから、天然ガスを発電部門の投入燃料として優先利用することが難しくなっている。サウジアラビアは2012年1月に中国と原子力協定を結び、本格的な原子力開発に乗り出している。UAEは2012年に原子炉の建設を開始したと発表し、2017年からの稼動を予定している。

原子力と同様に、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーも重要なオプション電源として位置づけが増している。しかし、将来に向けて大幅な導入拡大は見込まれない。2035年の一次エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合は1%にも満たない。

3.2 最終エネルギー消費

世界の最終エネルギー消費は2010年の7,773 Mtoeからとどまることなく増加し、2020年代後半には10,000 Mtoeを超え、2035年には11,518 Mtoeに達する(図3-20)。アジアの最終エネルギー消費は、飛躍的な経済発展に伴う産業構造の高度化、都市化の進展、生活水準の向上を背景に、2010年の2,542 Mtoeから年率2.5%で増加し、2035年には4,707 Mtoeに達する。世界の2035年までの増加分3,745 Mtoeのうち、過半の2,165 Mtoeがアジアによるものである。

3.2.1 エネルギー源別

世界の最終エネルギー消費をエネルギー源別にみると、電力が年平均伸び率2.4%、化石燃料は1.4%で増加する(図3-21)。エネルギー源別シェアは、2010年石炭が11%、石油が46%、ガスが17%、電力が20%、再生可能エネルギーが6%から、2035年には石炭が9%、石油が43%、ガスが18%、電力が24%、再生可能エネルギーが6%へと変化する。世界的に省エネルギーの潮流があり、かつ各部門でクリーンな燃料への転換が政策的に進められているものの、2035年の世界の最終エネルギー消費は、依然として化石燃料の割合が高い消費構造になっている。

図3-20 世界の最終エネルギー消費とケース間差分

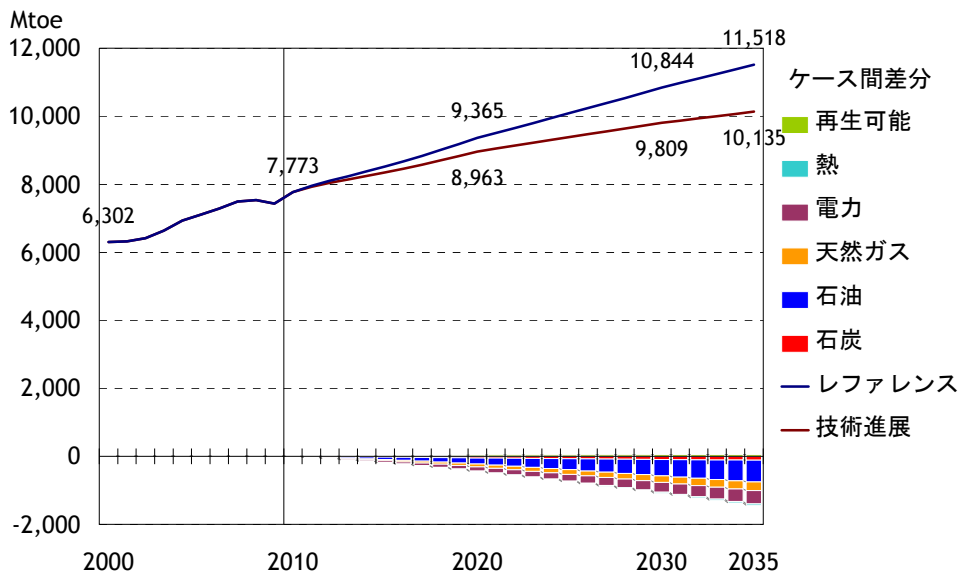
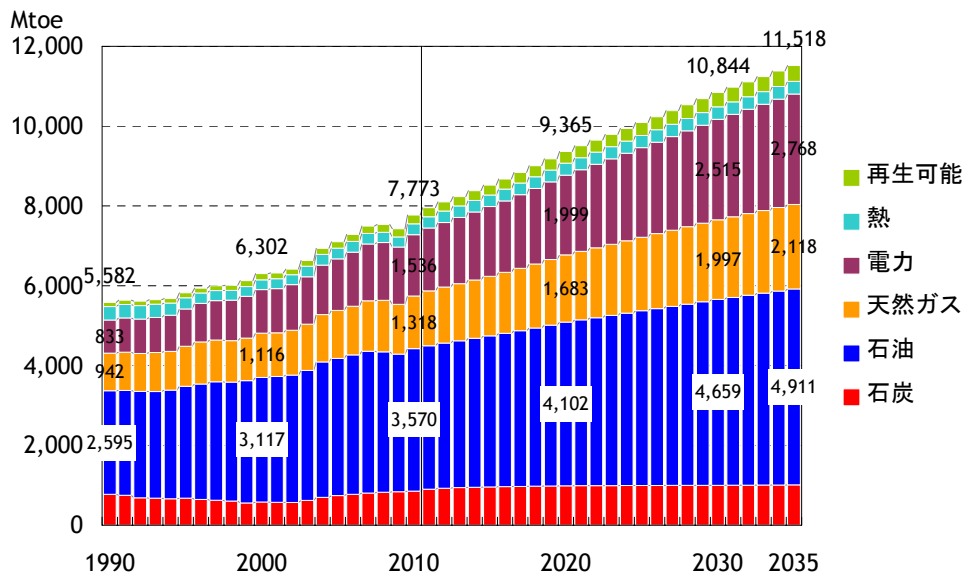
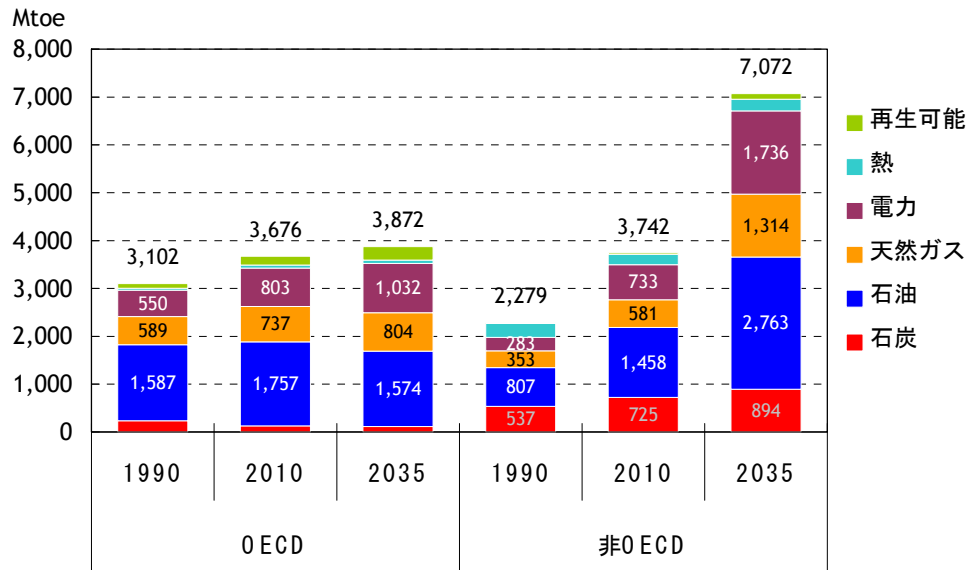


図3-21 世界の最終エネルギー消費(エネルギー源別、レファレンスケース)



エネルギー消費構造は、OECD諸国と非OECD諸国ではかなり異なる(図3-22)。OECD諸国の最終エネルギー消費は、2035年に向けてほぼ横ばいで推移し、サービス化の進展や省エネルギーの進展等により電力消費の割合が増加する。一方、非OECD諸国のエネルギー消費は2035年に向けて年平均伸び率2.6%で増加する。非OECD諸国では、石油、天然ガス、電力ともにシェアが拡大する。

図3-22 OECD、非OECDの最終エネルギー消費(エネルギー源別、1990年、2010年、レファレンスケース2035年)



増分が最も大きいのは石油であり、2035年においても最終消費全体の4割以上を占める重要なエネルギーである。その増加の牽引役は中国、インド、中東の運輸部門及び石油化学用原料などの非エネルギー消費部門である。中国では2025年ごろを境に人口が減少に転じるものの所得水準の上昇に伴い、中・低所得層の購買力が向上、自動車市場の拡大が見込まれる。インドでは、高い人口増加、所得水準の上昇に加え、安価で購入し易い国内メーカーの自動車市場が拡大しており、将来に向けては生産体制の確立によって自動車保有台数が大幅に増加する。中東では、経済の安定に伴い富裕層だけでなく中間層の生活水準が上昇し、高級車を中心に市場が拡大する。海外メーカーによる中東向けの高級車の輸出拡大も進むとみられる。価格に対し需要が相対的に非弾力的で、かつエネルギー代替が限定的なこれら2部門に消費がますます集中してゆくにつれ、石油が戦略物資としての性格をいっそう強める可能性がある。同時に、需要の軽質石油製品へのシフトが進む。

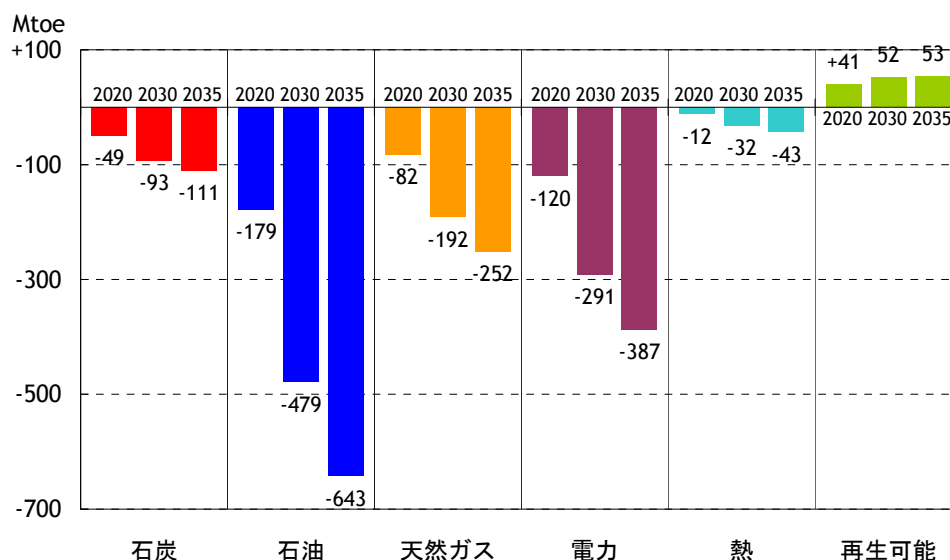
ガス消費は、中国の民生部門、ブラジルやメキシコなどの中南米及び中東の産業部門で大幅な増加が見られる。中国では2010年の最終エネルギー消費に占める天然ガスの割合は4.4%であるが、2035年には14.1%になる見込みである。中国の家庭部門では、石炭や木材、家畜の糞といったバイオマス燃料が利用されてきたが、所得水準の向上、健康被害へのリスクや衛生上の問題からクリーンな都市ガス等の燃料へ切り替えるためのインフラ整備が進む。中南米では、ブラジルやメキシコの鉄鋼、化学、窯業土石などの素材系産業でガスへの燃料転換が図られる。中東では、急増するアジアの石油製品に対応するため、また国内の雇用創出の見地から、天然ガスを原料とする石油化学プラントの増強が促進される。既にサウジアラビア、UAE、イラン、カタールでプラントの増設が始まっている。中東のエチレンプラント能力は2013年に米国を上回り世界第1位の地位を確立するとも言われている。

世界の石炭最終消費増加の牽引役であった中国でも2035年に向けて年率0.1%で減少する。中国では、2010年に産業部門のエネルギー消費の5割を占めていた鉄鋼や非鉄金属などの第二次産業の衰退により、産業部門の割合が2010年54%から2035年37%まで落ち込む。電炉の導入や老朽化装置の入れ替えが進むことも石炭減少の一因となる。インドやASEANの石炭消費の伸びは好調で、2035年に向けてそれぞれ2.0%、4.7%で増加する。これらの国では、モータリゼーションの進展とともに自動車用鋼板などの生産が拡大する。インドでは、既に鉄鋼メーカーが日本企業から自動車用鋼板に係る技術供与を受けるなど生産能力の拡大に注力している。

一般に所得の増大につれ利便性の高い電力が嗜好されてゆくが、今後もその傾向は変わらない。電力の消費はOECD諸国、非OECD諸国いずれにおいても主要エネルギーとして最大の伸びを示し、世界では2.4%で増加し、最終需要中のシェア24%を占めるに至る。とりわけその増加を牽引するのは、中国やインドを中心とするアジア地域、及び中南米である。中国やインドでは、農村部を中心に電化のためのインフラ投資が進むこと、所得水準の向上によりエアコンやテレビなど家電製品の普及が進むことが電力消費の増加を牽引する。中国は第二次産業からサービス業などの第三次産業へ産業構造がシフトすることにより、業務部門のエネルギー消費が増加する。中でもビルのOA化により電力消費が増加する。中南米は、中国やインドほど電化率は低くないものの、ペルーやボリビアなどの非OECD諸国では地方と都市部の格差が依然として大きいことが問題となっており、政策的に電化が促進される。

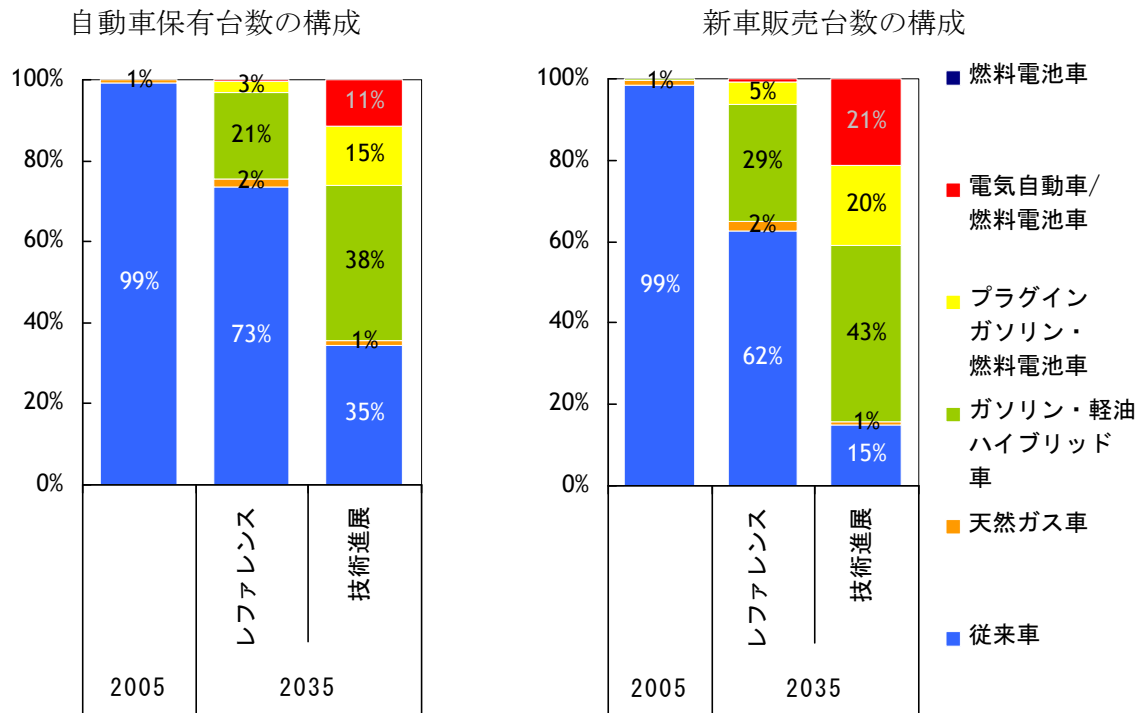
レファレンスケースと技術進展ケースの差、すなわち省エネルギー量は、石炭が111 Mtoe (11%減)、石油が643 Mtoe (13%減)、天然ガスが252 Mtoe (12%減)、電力が387 Mtoe (14%減)となっており、石油の省エネルギー量が最も大きくなっている(図3-23)。

図3-23 最終エネルギー消費のケース間差分(エネルギー源別、2020年、2030年、2035年)



この石油の省エネルギーで最も注目すべきは、道路部門の省エネルギーである。レファレンスケースでは、保有台数の約2割がハイブリッド車となり、プラグインハイブリッド自動車も3%を占める(図3-24)。一方、技術進展ケースでは、保有台数の53%がハイブリッド車、プラグインハイブリッド自動車となり、電気自動車、燃料電池自動車が約1割を占める。この結果、技術進展ケースでは、クリーンエネルギー自動車が、保有台数の65%を占める。技術進展ケースにおける2035年の乗用車保有燃費は、プラグインハイブリッド自動車、電気自動車等の次世代自動車の普及拡大により、レファレンスに比較して29%改善する。

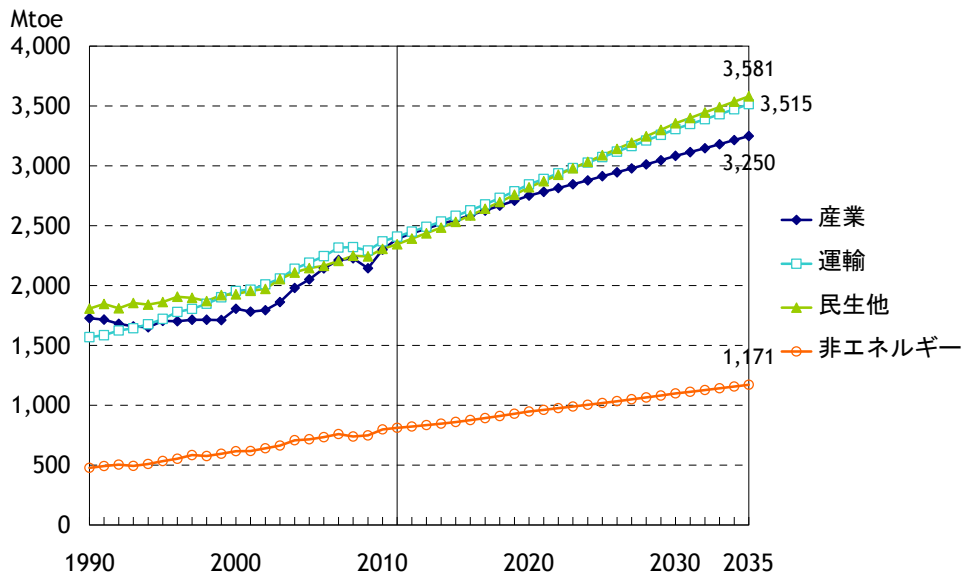
図3-24 自動車保有台数と販売台数



3.2.2 部門別

部門別増加率は、産業部門が年率1.4%、運輸部門が1.6%、民生他部門が1.8%となるが、いずれの部門においても非OECD諸国での大幅な消費増の影響が大きい(図3-25)。非OECD諸国においても社会の成熟化が進むにつれ、徐々に運輸部門、民生他部門のシェアが増加し、これまでOECD諸国が辿った消費パスへ緩やかに移行してゆく。

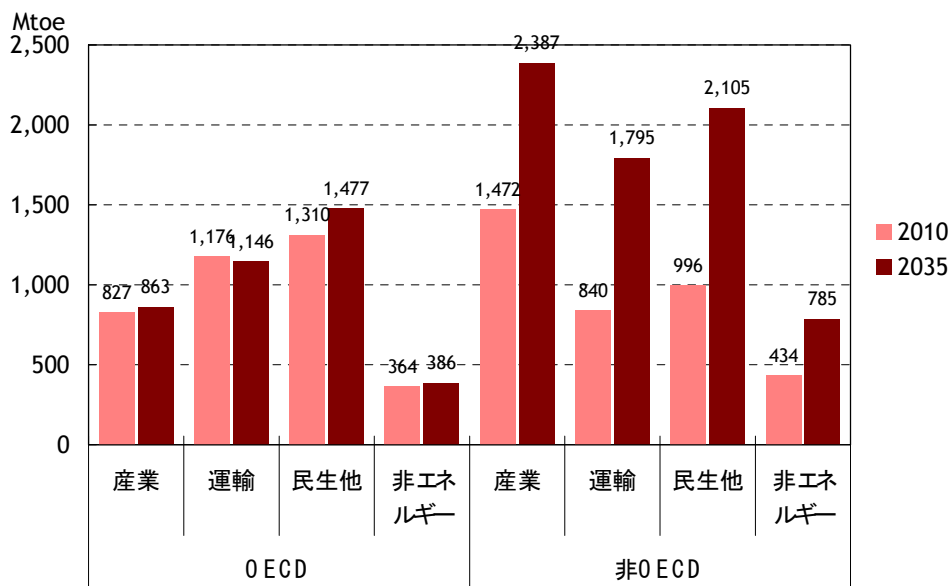
図3-25 世界の最終エネルギー消費(部門別、レファレンスケース)



地域別にみると、OECD諸国ではサービス化の進展やライフスタイルの向上に伴い民生他部門の割合がわずかに増加する(図3-26)。民生他部門の省エネルギーは、家庭や個人の生活や行動を把握することが難しいことから、大型の省エネルギー機器へのリプレースや技術の進展によって効果が現れ易い産業部門の省エネルギーに比べて難しい。

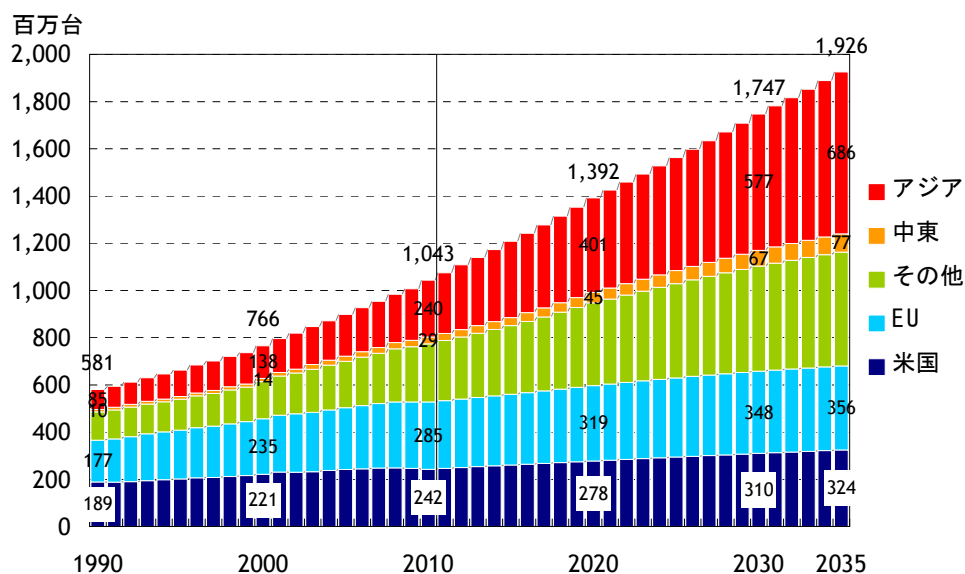
非OECD諸国では、経済成長や人口増加により運輸部門、民生他部門のエネルギー消費が堅調に増加する。いずれの地域においても、運輸部門と民生他部門の全体に占める割合は、2035年に全体の5割以上を占めており、これらの部門は省エネルギーを考える上で最も重要である。

図3-26 OECD、非OECDの最終エネルギー消費(部門別、2010年、レファレンスケース2035年)



運輸部門のエネルギー消費の増加を牽引するのはモータリゼーションの進展である。世界の自動車保有台数は、2010年の10億4,000万台から2035年には19億3,000万台まで増加する(図3-27)。アジア非OECD諸国では、所得水準向上によりモータリゼーションが一層進展し、アジアの自動車保有台数は2010年の2億4,000万台から2035年には6億9,000万台へ増加する。世界の自動車保有台数増加量の約4割がアジアに集中する。世界の自動車保有台数に占めるOECD諸国のシェアは、2010年の66.9%から2035年には46.3%へ減少し、非OECD諸国のシェアは33.1%から53.7%へ増加し、2035年までに非OECD諸国の保有台数がOECD諸国を上回る見通しである。

図3-27 世界の自動車保有台数



先進諸国では既にモータリゼーションの進展が一服し、今後は概ね飽和傾向を示す。これに対し、アジアの非OECD諸国は、現段階では自動車社会の入り口に立ったところであり、ガソリンや軽油など輸送用燃料の消費が飛躍的に増大している。自動車の保有は、家電製品の普及と同様に生活水準の向上を具現する最もシンボリックな指標の1つであり、この地域におけるモータリゼーションの進展は、経済発展を背景とした必然的な流れである。2035年にはアジアは北米市場、ヨーロッパ市場の規模を凌いで、世界最大の自動車市場へ拡大する。その他の国では、主としてブラジルで保有台数が増加する。ブラジルは2016年の五輪オリンピック開催など明るい材料が多く国内向けの生産能力が足りなくなるとの見方も出ている。

非OECD諸国のモータリゼーションは、現在の段階では低い水準にあるものの、今後も引き続き拡大する。国際石油市場に与えるインパクトも極めて大きい。ただし、その一方で、今後の非OECD諸国の人口増加と経済成長により、運輸部門のCO₂排出量が急激に増加することも懸念されている。非OECD諸国では圧縮天然ガス(CNG)車やバイオ燃料などの普及を拡大するなど自動車燃料の低炭素化に向けた取り組みも広がるものと見られる。OECD諸国でも、環境対応車の国内普及の拡大を促すとともに、非OECD諸国への投資も加速してゆく。

民生他部門のエネルギー消費は、日本を除く多くの国で増加が見込まれる。中でもインドやASEANのエネルギー消費は、所得水準の上昇とともに室内環境の向上、家電製品の普及が進むことから、年率5%と極めて高い伸び率で増加する。しかしながら、増加量では中国の増加が群を抜いて大きい。中国の2010年から2035年の増加量は443 Mtoeであり、これは日本1国分の最終消費量を優に上回る。中国の人口は2025年にピークを迎え減少すると言われているが、世界の2割を占める人口規模を考えると、中国の民生他部門エネルギー消費の増加が世界の気候変動問題及び省エネルギーの進展に与える影響は大きい。

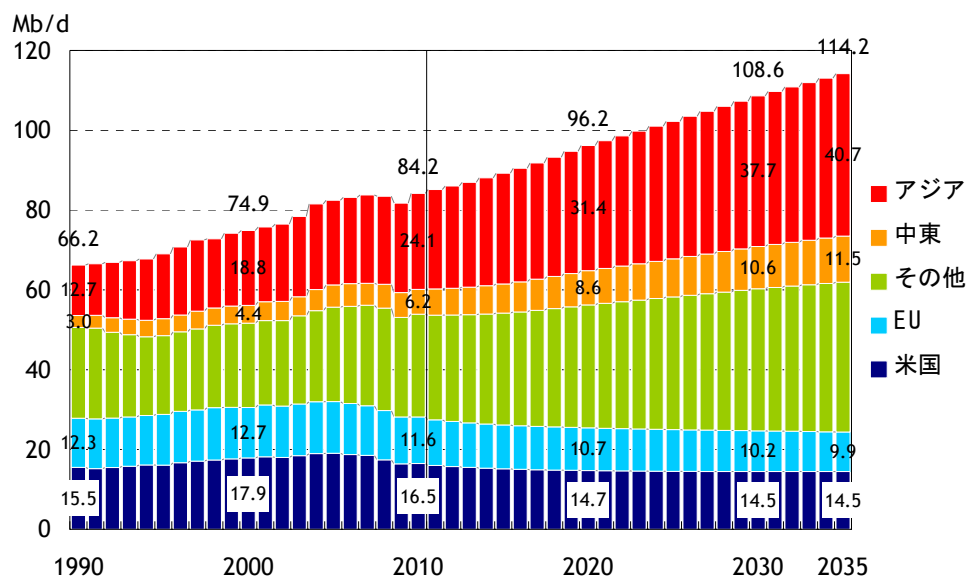
中国、インド、ASEANなどのアジア非OECD諸国政府は、近年国際会議等を通して、省エネルギーや需要側のエネルギー消費実態の把握、データ整備の重要性を世界に訴えている。2035年に向けては、アジア各国で省エネルギーが政策的に推進されるとともに、OECD諸国から非OECD諸国へ省エネルギー事業の拡大や能力開発などの支援も進むとみられる。このことから、技術進展ケースの民生他部門の省エネルギー量においては、中国が131 Mtoe (18%減)、インドが29 Mtoe (12%減)、ASEANが18 Mtoe (10%減)に達する見込みである。

3.3 石油、及びバイオ燃料需給

3.3.1 石油消費

世界の石油消費は、2010年の日量84百万バレル(Mb/d)から2035年には114 Mb/dへと年率1.2%で増加する(図3-28)。石油は一次エネルギー消費に占めるシェアを2010年の35%から2035年には32%まで縮小させるが、依然として最大のエネルギーである。今後の増分の約6割が運輸部門で発生し、石油需要は運輸部門と非エネルギー部門にますます集中してゆく。

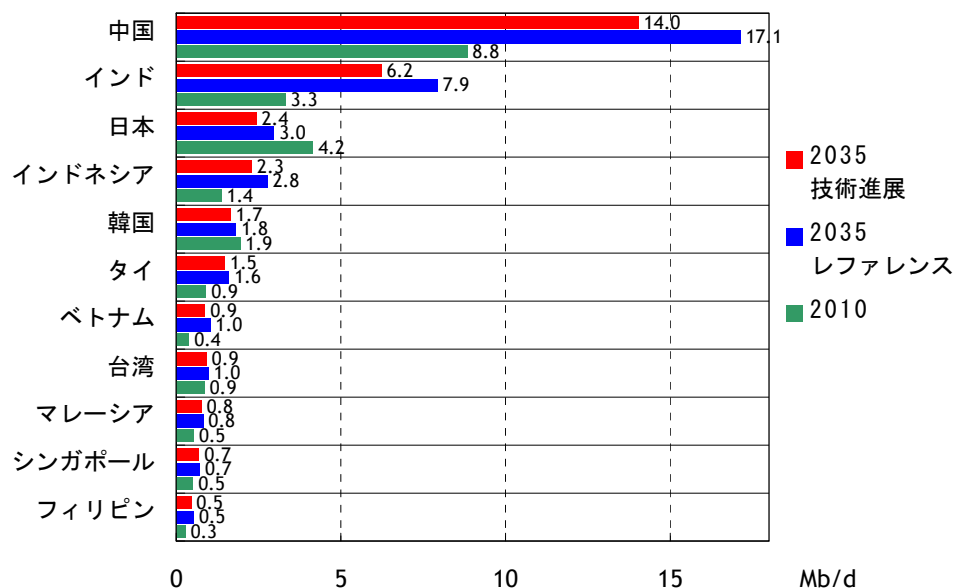
図3-28 世界の石油消費(地域別、レファレンスケース)



OECD諸国の石油消費は2005年以降減少を続けており、今後25年間も引き続き年率0.5%で減少する。2035年に向けての増分は、全て非OECD諸国、及び国際バンカーによるものである。その結果、OECD諸国が世界の石油消費に占めるシェアは、2010年の52%から2035年には35%へ減少する。OECD諸国を加盟国とするIEAの現在の石油備蓄体制は再考を迫られるかもしれない。

アジアの石油消費は、2010年の24.1 Mb/dから2035年には40.7 Mb/dへ年率2.1%で増加する(図3-29)。すなわち、世界の石油需要増分の約6割はアジアに起因し—その約5割は中国、約3割はインドによる—、アジアの世界シェアは31%から40%へ拡大する。

図3-29 アジアの石油消費(地域別、2010年、2035年)



技術進展ケースでの石油消費は、2035年においてレファレンスケース比15%減少し、97 Mb/dとなる。アジアでは17%減の33.8 Mb/dとなる。石油の省エネルギー量の大半は、運輸部門における燃料効率の向上、代替燃料利用車両の急速な普及、バイオ燃料導入増加によってもたらされる。とりわけ、レファレンスケースでの需要増が著しい非OECD諸国の寄与が大きい。

3.3.2 石油生産

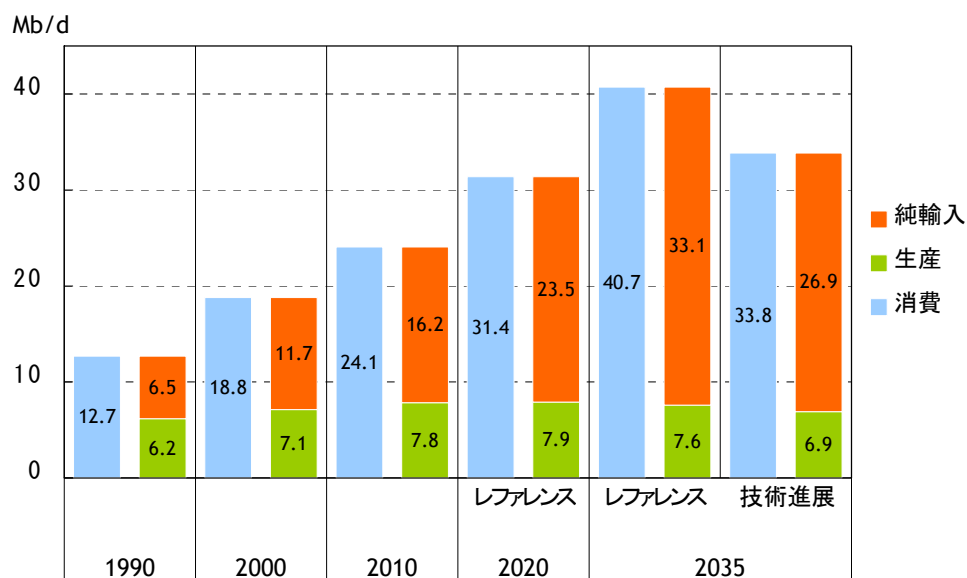
ロシア、中南米などの非OPEC諸国の石油生産は、資源量、コスト等の要因により、増産テンポが緩やかになる(表3-1)。世界の需要増分の約7割がOPECにより賄われ、その生産量は2035年には53 Mb/dへ増大する。OPECの生産シェアは現在の41%から2035年には46%へ拡大する。ただし、特に中東OPEC諸国などでは、国内需要の増加が顕著であるため、生産能力増強へ向けた投資が円滑に実行されなければ、国際石油需給がタイト化する可能性がある。イージーオイルへのアクセスに制約が生じつつあることから、資源開発がオープンな地域に賦存するシェールオイルやオイルサンドなどの非在来型石油への関心が今後さらに高まってゆく。

表3-1 世界の石油生産

	(Mb/d)						
	2011	レファレンス			技術進展		
		2020	2035	2011-2035	2020	2035	2011-2035
合計	86.6	96.2	114.2	+27.6	91.3	97.4	+10.8
OPEC	35.7	42.0	52.6	+17.0	39.5	43.6	+8.0
中東	27.2	29.9	37.7	+10.5	28.6	32.3	+5.1
その他	8.5	12.2	15.0	+6.5	11.0	11.4	+2.9
非OPEC	48.8	51.9	58.9	+10.1	49.6	51.3	+2.5
北米	14.6	15.8	17.9	+3.3	15.6	16.9	+2.3
中南米	4.2	5.8	7.1	+2.9	5.1	5.6	+1.4
欧州・ユーラシア	17.5	17.9	21.3	+3.8	16.9	17.3	-0.2
中東	1.7	1.6	1.6	-0.0	1.6	1.5	-0.2
アフリカ	2.6	2.9	3.4	+0.8	2.8	3.1	+0.5
アジア	8.3	7.9	7.6	-0.7	7.6	6.9	-1.4
中国	4.1	4.0	4.0	-0.1	3.9	3.8	-0.3
インドネシア	0.9	0.9	0.9	-0.0	0.8	0.7	-0.2
インド	0.9	0.7	0.7	-0.2	0.7	0.6	-0.3

アジアではモータリゼーションの進展などにより石油消費が増大する。一方、域内原油生産の頭打ちにより、石油輸入量—とりわけ中東から—が増加し、対外依存度が上昇する。純輸入量は2010年の16.2 Mb/dから2035年には33.1 Mb/dに増加し、自給率は2035年には20%未満まで低下する。

図3-30 アジアの石油生産-消費バランス

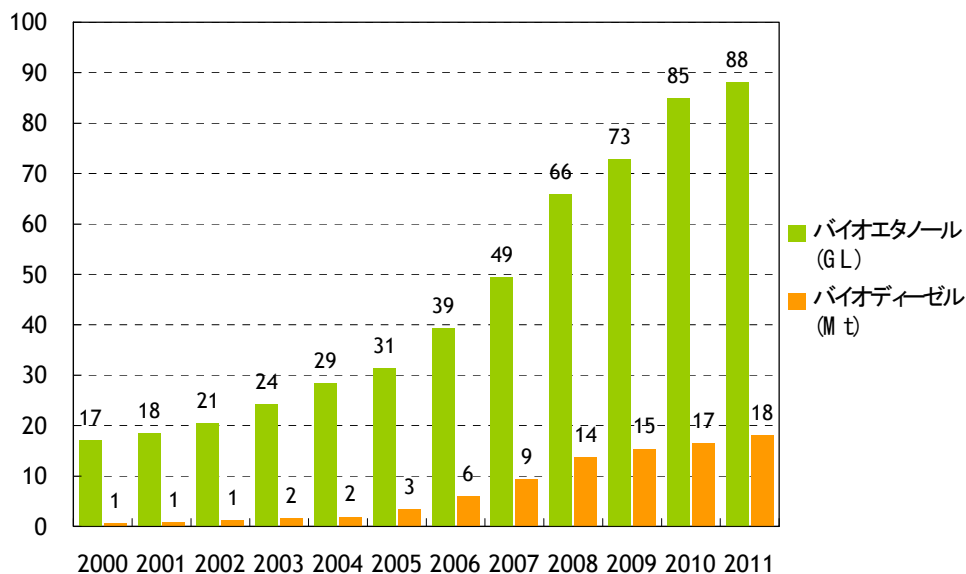


3.3.3 バイオ燃料需給

気候変動対策、エネルギー安全保障、農業振興の一環として、バイオエタノールとバイオ

ディーゼルに代表される液体バイオ燃料の普及が進んでいる(図3-31)。バイオエタノールの生産量は、米国でのとうもろこし原料のそれに牽引され、この10年間で4倍に拡大している。バイオディーゼル至っては、欧米を中心に15倍増という大幅な伸びを記録している。

図3-31 バイオ燃料生産量



(出所) F.O.Licht

食料との競合が危惧されつあることから、今後は非食料、廃棄物、未利用バイオマス資源を原料とするセルロース系の次世代バイオ燃料にシフトをしてゆく必要がある。現在は自動車用ガソリン、ディーゼル油の代替燃料としての利用がほとんどであるが、ジェット燃料油との混合利用に向けた実験も進んでいる。

米国は大気汚染対策の添加剤として混合ガソリンの普及を進めてきたが、2005年エネルギー政策法により再生可能燃料の使用が義務付けられた。さらに、2022年時点で燃料生産者が360億ガロンのバイオ燃料を使用し、その内160億ガロンはセルロース系エタノールを生産することを目標としている¹。ブラジルでは、ガソリンへのエタノールの20~25%の混合が義務付けられている。さらに、100%エタノール燃料の自動車、最近では任意のエタノール混合比率での走行が可能なフレキシブル燃料自動車の普及も進んでいる。上記2国の他に、ヨーロッパ、カナダ、オーストラリア、それにインド、中国、タイ、フィリピンなどのアジア諸国など世界各地でバイオエタノール混合ガソリンの導入が進められている。

ディーゼル車が普及しているヨーロッパでは、バイオディーゼルの普及が進んでいる。2009年には再生可能エネルギー指令²により、EU加盟国における輸送用燃料の10%³を2020年まで

¹ The U. S. Environmental Protection Agency, National Renewable Fuel Standard 2 (2010年2月)

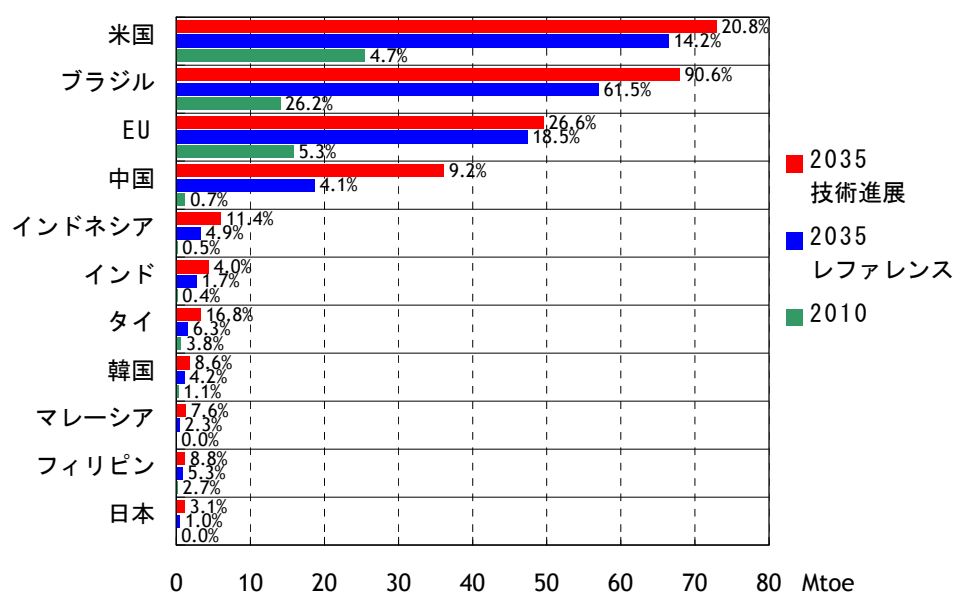
² Renewable Energy Directive (2009/28/EC).

³ ヨーロッパにおける導入目標の比率は、容量比ではなく各燃料の持つエネルギーに占める比率である。

にバイオ燃料とする目標を掲げ、その内バイオディーゼルの導入予測量がバイオ燃料全体の64.8%を占める⁴。

レファレンスケースにおける世界のバイオ燃料は、2010年の59 Mtoeから2035年には207 Mtoeまで増加する(図3-32)。中国、インド、日本では主にバイオエタノールが、韓国、インドネシア、マレーシアではバイオディーゼルが導入され、アジア全体で30 Mtoeに達する。特に中国の導入量は19 Mtoeとアジアでは大きな値となっており、その他のアジア諸国を合算した量より多い。一方、技術進展ケースでは、2035年における世界の導入量は、イラクとクウェートの2011年の原油生産量(274 Mtoe)にも匹敵する264 Mtoe、アジアでは53 Mtoeとなる。

図3-32 バイオ燃料導入量(2010年、2035年)



(注)図中%は運輸部門石油消費に対するバイオ燃料の比率

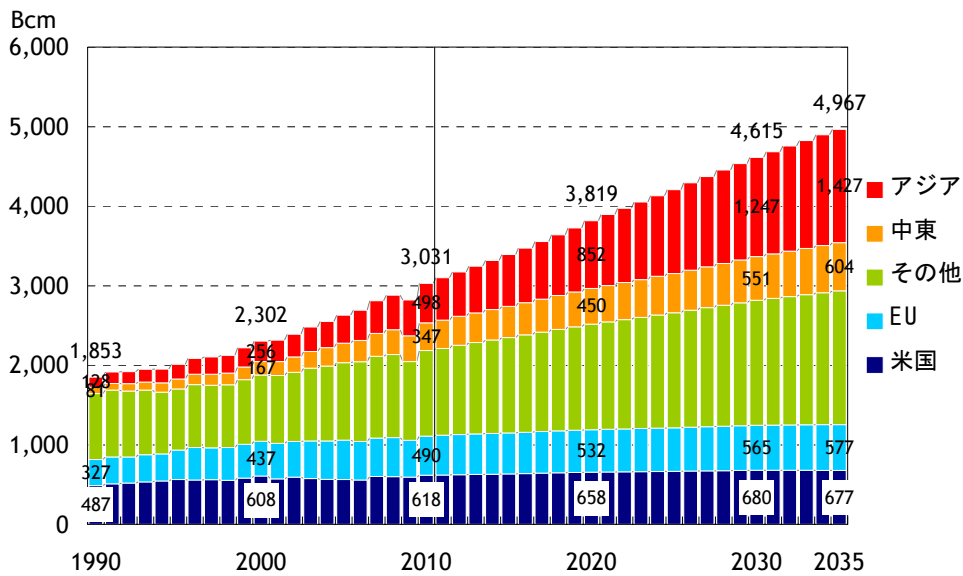
3.4 天然ガス需給

3.4.1 消費

世界の天然ガス消費量は、2010年の3,000十億 m^3 (Bcm, 1 Bcm = 0.9 Mtoe換算)から、2035年に向けて化石燃料の中で最も高い年率2.0%で増加し、5,000 Bcmへ達する(図3-33)。その増分のうち、OECD諸国によるものはわずか15%に過ぎず、非OECD諸国が大宗を占める。世界の天然ガス消費に占める非OECD諸国のシェアは52%から65%へ増加する。技術進展ケースでは、電力需要の節減、発電効率向上、燃料代替による発電用投入の減少などにより、2035年においてレファレンスケース比20%減の4,000 Bcmとなる。

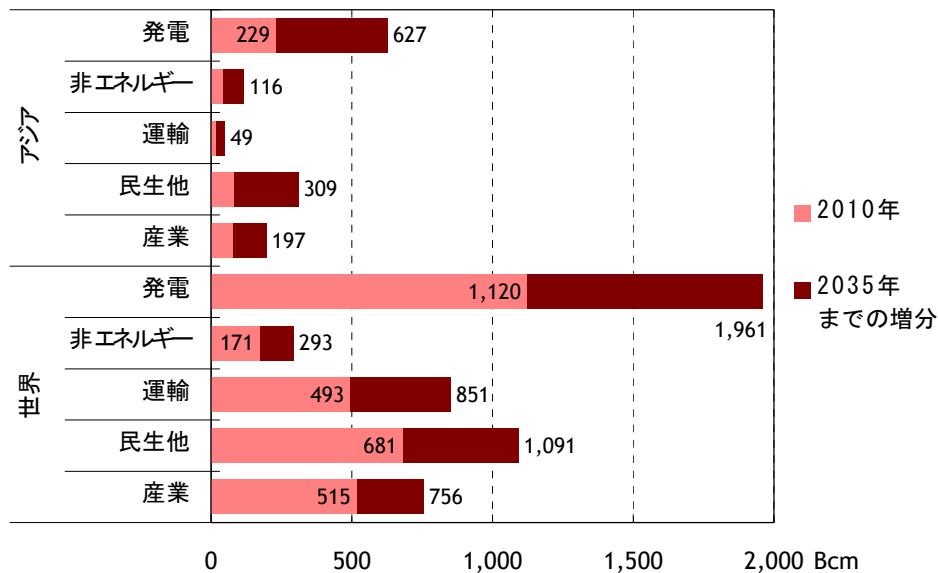
⁴ Energy Research Center of the Netherlands; “Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States (Covering all 27 EU Member States)” (2011年2月)

図3-33 世界の天然ガス消費(レファレンスケース)



利用技術の進歩及び環境面への適合性から、天然ガス複合発電等の着実な増加が見られ、天然ガス消費量増加分の約5割は発電部門による(図3-34)。アジアの天然ガス消費は、2010年の500 Bcmから2035年には1,430 Bcmへと約3倍の規模に増大する。その増分の約5割は発電部門、約3割は経済発展に伴う都市化の進展等による民生他部門による。

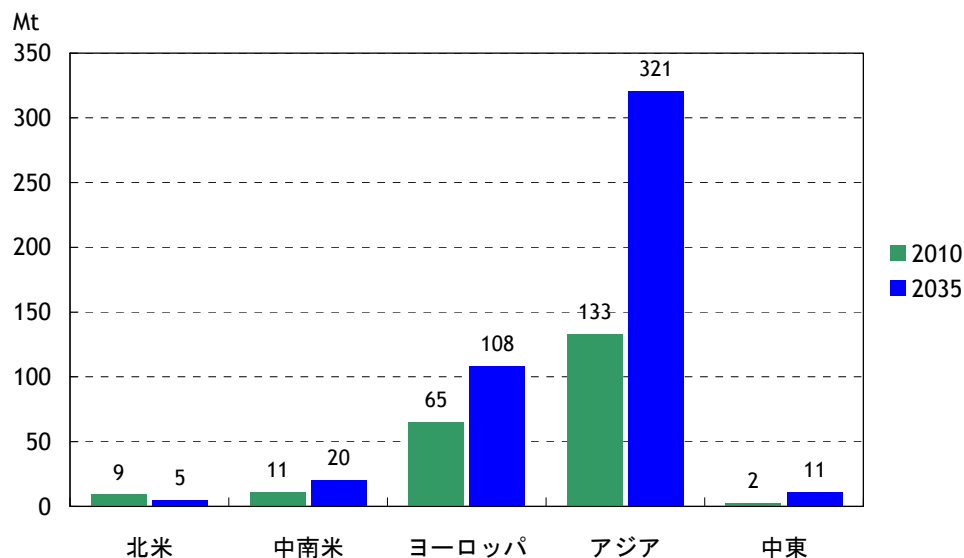
図3-34 世界とアジアの天然ガス消費増分(2010年比、レファレンスケース)



世界のLNG需要は2010年の220 Mt (LNG 1 Mt = 0.74 Bcm換算)から2035年には465 Mtへ2倍以上に拡大する(図3-35)。アジアのLNG需要は188 Mt増加し、世界の増分の4分の3を占める。ヨーロッパでは供給源多角化政策等を背景に43 Mt増加する。一方、シェールガスを中心とす

る域内生産量の増加によって、北米のLNG需要はほとんど変化がない。現在世界各地において、新規LNGプロジェクトが計画されており、これらのプロジェクトが今後順調に立ち上がれば、世界のLNG供給能力は需要に見合うものとなる。

図3-35 世界のLNG需要(2010、レファレンスケース2035年)



3.4.2 生産

この先四半世紀、増大する天然ガス需要を満たすため、中東、ロシアを中心とするCIS諸国、アフリカ、中国などを中心に生産拡大が行われる(表3-2)。これら4地域で生産増分の3分の2を占めることとなる。

表3-2 世界の天然ガス生産

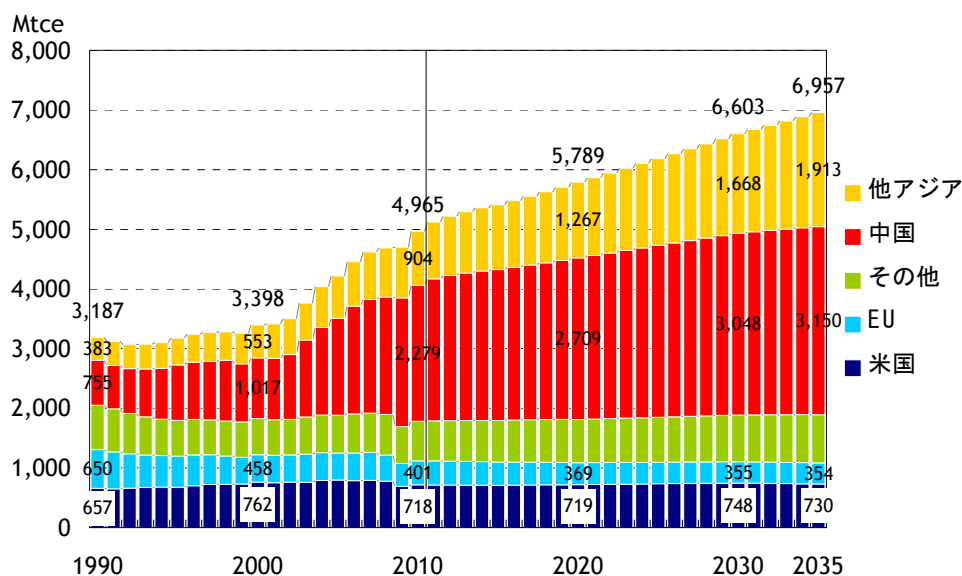
	2010	レファレンス			技術進展		
		2020	2035	2010-2035	2020	2035	2010-2035
合計	3,216	3,819	4,967	+1,751	3,517	3,963	+747
北米	763	860	950	+187	810	760	-3
中南米	203	250	350	+147	220	250	+47
欧州	302	244	285	-17	230	230	-72
CIS諸国	785	855	1,120	+335	847	950	+165
中東	472	580	830	+358	525	610	+138
アフリカ	209	350	452	+243	285	377	+168
アジア・オセアニア	482	680	980	+498	600	786	+304
中国	93	170	300	+207	160	250	+157
インド	52	63	98	+46	55	80	+28
ASEAN	214	255	313	+99	245	270	+56
インドネシア	80	105	143	+63	95	115	+35
マレーシア	61	70	75	+14	65	70	+9
オーストラリア	55	120	170	+115	110	130	+75

ただし、中国の増産分は需要増分を下回り、中東の増産分も70%が域内の需要増分により吸収される。国際市場への追加的な供給源としては、CIS諸国、アフリカ、それに世界最大のLNG輸出国となると見込まれるオーストラリアの寄与が大きい。また、北米はシェールガスの増産により、純輸出を徐々に拡大してゆく。

3.5 石炭需要

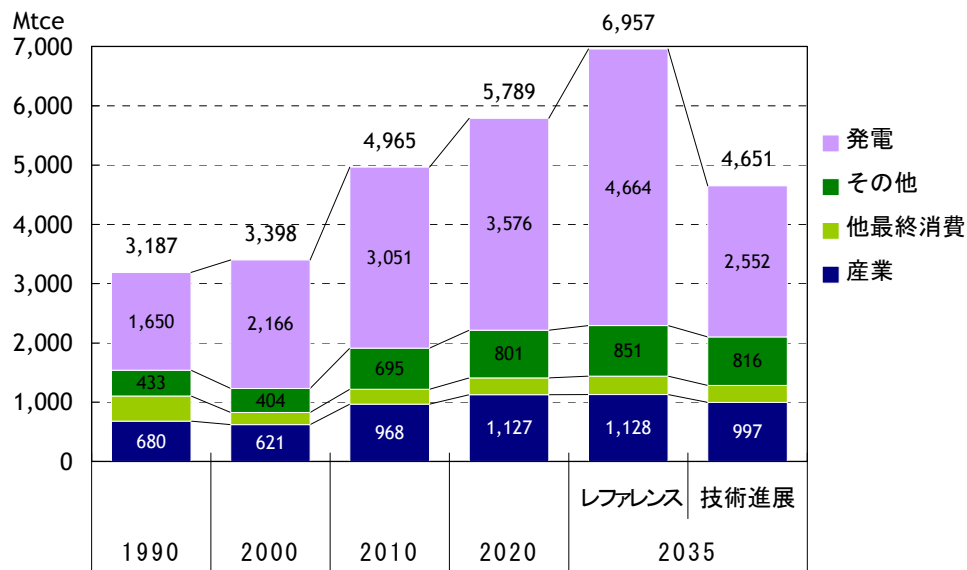
世界の石炭消費は、2010年の石炭換算5,000百万t (Mtce)から2035年には7,000 Mtceへと年率1.4%で増加する(図3-36)。世界における石炭消費の増加分の約9割をアジアが、中国だけで約4割を占める。OECD諸国での消費は減少するため、今後25年の増分は全て非OECD諸国によるものである。世界の石炭消費に占める非OECD諸国のシェアは、2010年の69%から2035年には78%へ増加する。技術進展ケースでは、2035年においてレファレンスケース比33%減、2010年比6%減の47 Mtceまで減少する。アジアでも発電用途を中心にレファレンスケース比33%減と大幅に減少し、3,400Mtceとなる。天然ガス同様に、減少の多くは石炭火力発電所の熱効率向上や他燃料への転換を背景に発電部門において実現する。

図3-36 世界の石炭消費(レファレンスケース)



2035年までの増分2,000 Mtceのうち1,600 Mtceが発電部門で発生する(図3-37)。その発電部門増分の9割までがアジアによるものである。技術進展ケースにおいては、やはり主として発電用投入の削減により、消費量は2020年代半ばに2010年と同程度まで低下し、2035年には2010年より6%少ない水準となる。

図3-37 世界の石炭消費(部門別)



3.6 電力需給

3.6.1 需要

経済発展、所得水準の向上に伴うエネルギー消費の高度化に伴い、世界の電力最終消費は2010年の17,860 TWhから2035年には32,190 TWhに増大する。最終エネルギー消費に占める電力のシェアは20%から4%ポイント拡大する。

現在の電力最終消費は、OECD諸国が世界の52%を占めている。しかし、世界第2の消費国である中国では、2020年までの10年間で英国・ドイツ・フランス・イタリアの現在の消費量を上回る1,640 TWhも消費量を増加させることに象徴されるように、非OECD諸国の消費量の伸びは速い。今後数年でOECDと非OECDとのシェアは逆転することになる。同様に数年のうちに中国の消費量は現在世界最大の米国を抜き、2035年には同年の米国の1.5倍以上の7,500 TWhとなるほか、インドも年率6.0%で増大して3,080 TWhに達する。その他の非OECD諸国でも消費は大きく増大し、2035年までの世界の電力消費増分の8割は、非OECD諸国で発生する。技術進展ケースにおいては、産業部門、民生部門での省エネルギーが大きく寄与し、2035年においてレファレンスケース比14%減の27,680 TWhとなる。

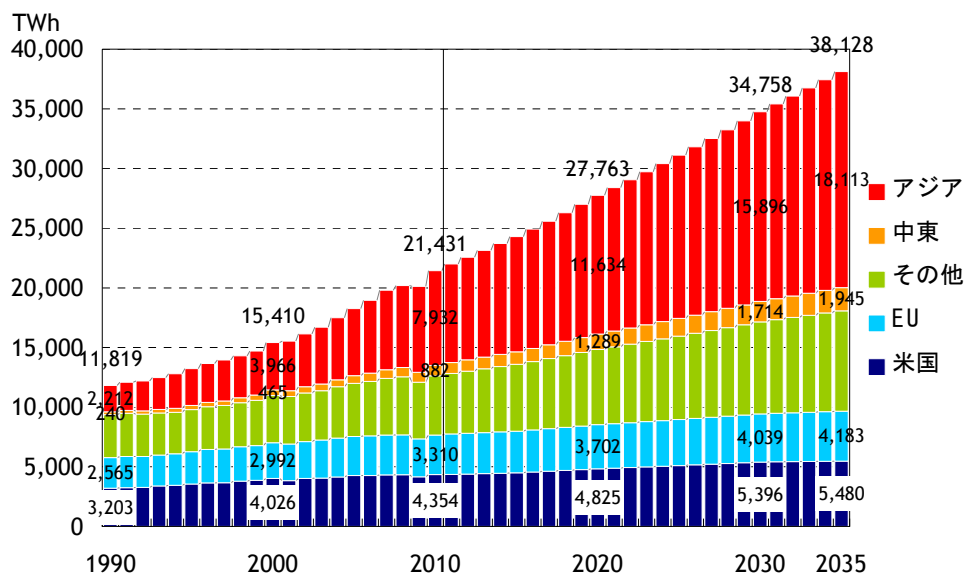
これまでもそうであったように、経済規模の拡大、所得水準の上昇は電力消費の増大を後押しし、省エネルギーによりその増加を完全に相殺し、消費量を減少に転じさせることはできない。その理由の1つは、電力が利便性の高いエネルギーであるがゆえに、これを動力源あるいは制御用エネルギーとする機器を増大させてゆくこと。また1つに、省エネルギー技術には電力を追加的に消費する代わりに、これを上回る燃料消費を削減するもの—石炭ガス化複合発電(IGCC)、プラグインハイブリッド車、ヒートポンプ、など—が少なからずあるため

ある。

3.6.2 電源構成

電力需要の増加に応えるべく、世界の発電電力量は2010年の21,430 TWhから2035年には38,130 TWhにまで増大する(図3-38)。しかし、発電所内自家消費率、送配損失率の逡減により、発電量の伸び率は年率2.3%と、電力最終消費のそれ(2.4%)を下回る。

図3-38 世界の発電電力量(地域別、レファレンスケース)



2035年までの発電量増加のうち8割強が非OECD諸国によるものである。アジアの発電量は2010年の7,930 TWhから年率3.4%で増加し、2035年には18,110 TWhにまで達する。変動性再生可能エネルギー(風力、太陽光等)発電の導入拡大への対応の1つとして、グリッドの強化が進むことから、国境を越えた電力のやり取りが増える可能性がある。また、ASEANの一部の国などでは、外貨獲得の手段として、豊富な水力資源を開発し、電力を輸出する計画がある。

現在の世界の発電構成において、石炭のシェアは41%と最大であり、次いで天然ガス(22%)、水力(16%)、原子力(13%)となっている。2035年にかけて、石炭はシェアをほぼ横ばいで推移させ、基幹電源の役割を引き続き担う(図3-39、図3-40)。特に中国、インドにおいては急速に伸びる電力需要に対し、石炭火力が主要な電源となる。2012年にはインドネシアで同国初となる超臨界圧(SC)のCirebon発電所が運開するなど、非OECD諸国でも発電効率は改善されてゆく。

図3-39 世界の電源構成

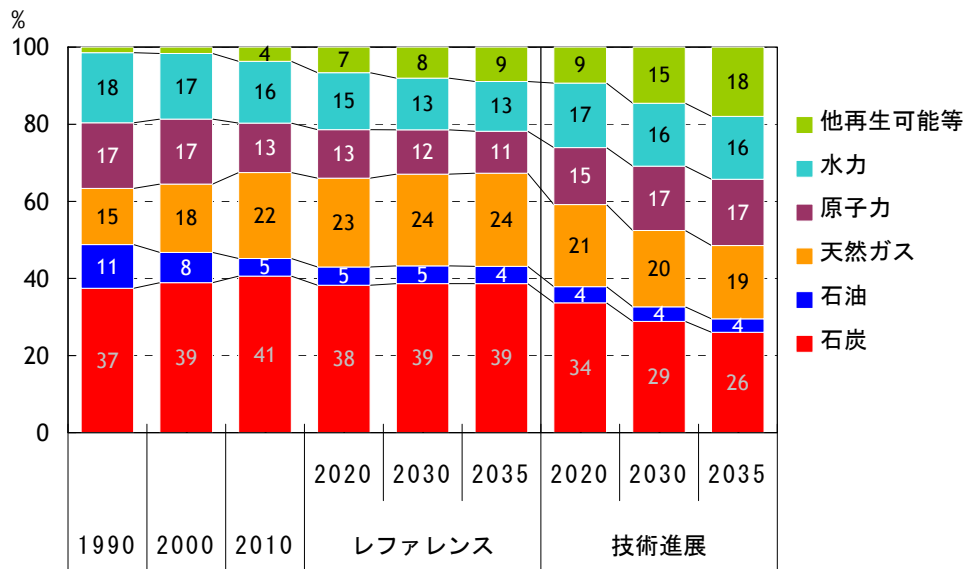
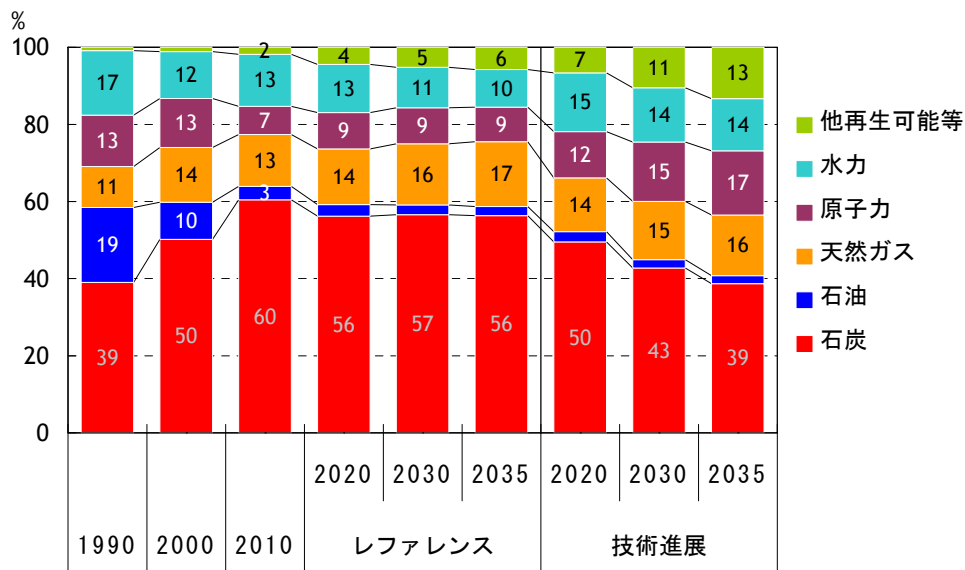


図3-40 アジアの電源構成



技術開発により天然ガス複合発電(CCGT)が普及、変動性再生可能エネルギーの調整電源としてガスタービンも用いられること等から、天然ガスへのシフトが進展する。天然ガスのシェアは、2010年の22%から2035年には24%に拡大する。

石油のシェアは、先進諸国、さらには石油資源の豊富な中東を含め、減少基調で推移する。原子力については、エネルギーセキュリティの確保、気候変動対策の観点から、アジアを中心に新規着工が進む。しかし、2035年までの電力需要の増加をカバーできるほどの拡大は見込めず、シェアは2010年の13%から2035年には11%へ微減する。風力、太陽光等の増加率は、政策的な後押しとコスト低減を追い風に、他に比肩するものがないほど高い年率6.1%ではあ

るが、そのシェアは2035年においても1割に満たない8.3%である。

ASEANにおいては、タイ湾等での天然ガス資源開発により、1990年代以降、発電構成は石油から天然ガスへと大きくシフトした。しかし、天然ガス生産量の頭打ち、他部門での需要の勃興により、発電向けの供給力が不足しつつある。このため、発電構成では、天然ガスから石炭へのシフトが今後進むことになる。

技術進展ケースでの発電量は、2035年においてレファレンスケース比15%減の32,400 TWhと、大幅に抑制される。同時に、原子力、再生可能エネルギーの導入が促進されることから、化石燃料のシェアが低下する。とりわけ、石炭はレファレンスケースでのシェア39%から26%まで縮小する。原子力のシェアは17%、再生可能エネルギーが34%となり、ゼロエミッション電源が発電量の半分を賄うに至る。

3.6.3 原子力

福島事故は、日本はもとより諸外国、特に欧州の一部の国において原子力政策に直接の影響を与え、原子力依存からの退却へと大きく舵を切らせることとなった。一方で、米国・フランス・ロシア・韓国といった従来から原子力発電を積極的に推進してきた国々や、中国・インド等の新興国は、エネルギー安定供給や地球環境問題への対応、更には自国内の原子力産業育成を通じた国際競争力の維持・強化という観点から、原子力推進政策を変更していない。

北米

米国は104基の発電用原子炉を有する世界最大の原子力大国であるが、非在来型天然ガスの生産が急拡大したことや、原子力が米国にとって、温室効果ガス削減のための最大の手段ではないことなどから、新規建設に向けた歩みは順調ではなかった。しかし、2012年には新設に向けて初の建設・運転一体認可(COL)が発給される一方で、既存炉については60年までの運転延長が既に半数以上の原子炉に対して認可され、更に80年までの延長も検討されるなど、今後も原子力発電設備容量を維持する方針が堅持されている。

カナダは独自の重水炉を中心とした豊富な原子力開発の経験を有する国である。最大の電力需要をもち、18基の原子炉中16基を有するオンタリオ州において、発電設備容量の拡大も計画されている。発電設備容量は2020年まで緩やかに増大すると考えるが、2035年には既設の原子炉が6基廃炉となる見込みのため、発電容量は現状とほぼ変わらない値まで減少する。

中南米

中南米地区において現在原子力発電を行っている国は、メキシコ・ブラジル及びアルゼンチンである。メキシコにおいては、アップレートによる設備容量の微増を想定した。ブラジルでは2基2.0 GWが稼働中であり、建設を中断していたアングラ3号機も建設再開が決定され、2013年に運転が開始される予定である。今後電力需要の伸びに伴い、発電設備容量は大幅に増大する可能性がある。また、アルゼンチンでは2基1 GWの原子炉が稼働中であり、そのう

ち1基は2030年より前に廃炉を迎えると考えられる。なお、資金難等の理由により1994年以降建設が中断されていた重水炉のアトーチヤ2号の建設は、2007年より作業が再開された。

欧州

最大の原子力推進国であるフランスでは、2012年の大統領選でオランド氏が勝利し、2025年には原子力比率を50%まで低減させるとした政策が注目されている。しかし原子炉閉鎖について具体的なスケジュールが未だ示されておらず、2012年4月には緑の党との原子力に関する協定を解消することを表明していることなどから、今後当面は現状の維持が続く可能性が高いと思われる。一方でドイツ、イタリア、スイス、ベルギー等、福島事故を受けて脱原子力政策の方向性を明確にしている諸国については、2035年には原子力発電設備はゼロになるものと想定した。

今後欧州においては若干の新規建設へ向けた動きが実現するものの、老朽化した既存炉が大量に廃棄されざるを得ないことから、総体として発電設備容量は横ばい、もしくは減少すると考えられる。

旧ソ連

旧ソ連地域において大きな発電設備容量をもつのは、ロシア及びウクライナである。ロシアでは上述のように、原子力の推進策に変化は見られない。同様にウクライナにおいても今後発電用原子炉の新規建設を続けることが想定されている。この地域においては、今後2035年までの間、特にロシアを中心とした発電設備容量の大幅増強がなされるものと考えられる。

中東・アフリカ

最近になってエネルギー資源の多角化や海水の淡水化のための利用を目指し、多くの国で原子力の導入を検討し始めている。具体的な動きとしてはロシアからの軽水炉移入を行い、独自に原子力開発を続けるイランのみでなく、UAE、サウジアラビア、クウェート、ヨルダンなど多くの諸国で新規建設が検討されている。UAEでは韓国のプラントメーカーが新規建設を開始した。

アフリカでは、南アフリカにおいて1984年よりフランス製の軽水炉が稼働している。同国はPBMR（ペブルベッド式モジュール炉）と呼ばれる独自開発のガス炉の導入やAP1000、EPRといった新軽水炉の導入を計画していたが、経済状況の悪化から計画は両者ともに頓挫している。

アジア

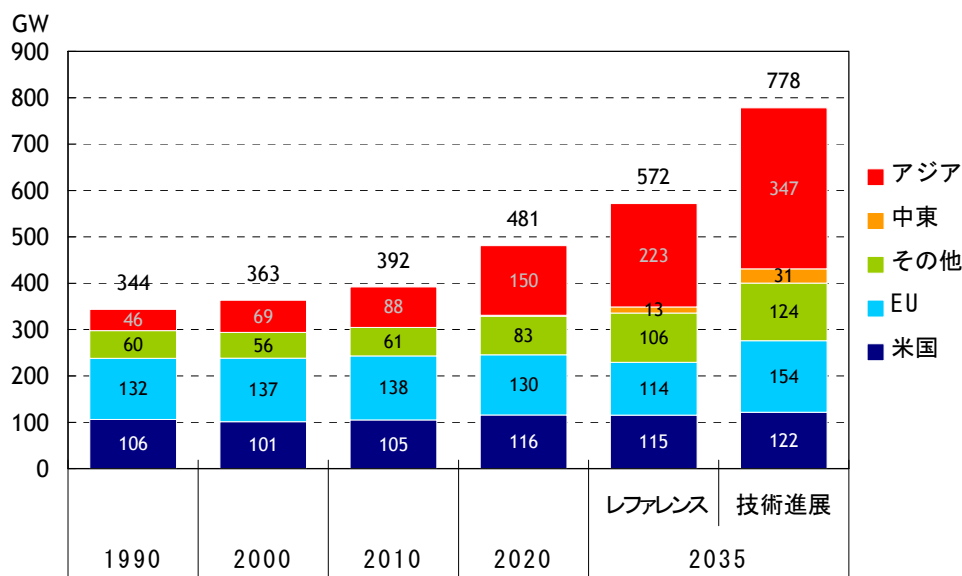
中国では福島事故前の2011年初頭の時点で13基1,085万kWが運転中であったが、同時にその3倍に相当する30基3,300万kWの発電所を新規に建設している最中であった。事故直後から同国では新規建設計画の承認が凍結されており、これにより2020年までに7,000万～8,000万kWという新設計画は遅延を免れないこととなったが、その後も既に認可を受けている発電所の建設は着実に進められており、許認可凍結も安全性の確認とともに近く解除される見通しである。なお、中国政府の正式な発表はなされていないが、2020年までの新規建設規模は6,000

万～7,000万kW前後にまで引き下げられるとみられている。若干の規模縮小が予想されるものの、今後新設計画に向けて急速な進展を続けるものと考えられる。

同様にインドでも従来国内資源を利用したトリウムサイクル開発とともに、海外からの軽水炉の大規模移入を目指している。2011年7月には新たにラジャスタン7・8号機の建設工事に着手するなど、原子力新設方針は福島事故後も変わっていない。

東南アジアではベトナム、タイ、マレーシア、インドネシア、フィリピンで原子力導入が検討されている。ベトナムはニントゥアン第一・第二原子力発電所建設計画を進めており、福島事故後も積極的な原子力導入姿勢を変えていないが、他の諸国では導入計画の先送りや導入規模の縮小が検討されている。

図3-41 原子力発電設備容量



3.6.4 再生可能エネルギー

太陽光発電、風力発電等の再生可能エネルギーに対しては、大きな期待が寄せられている。一部の地域では恵まれた資源量と導入支援策の恩恵を受け、普及が加速する。しかし、コストが高く、供給が自然条件に左右され不安定であることから、世界全体で見た場合、化石資源と肩を並べる基幹エネルギーとして地位を確立するには至らない。

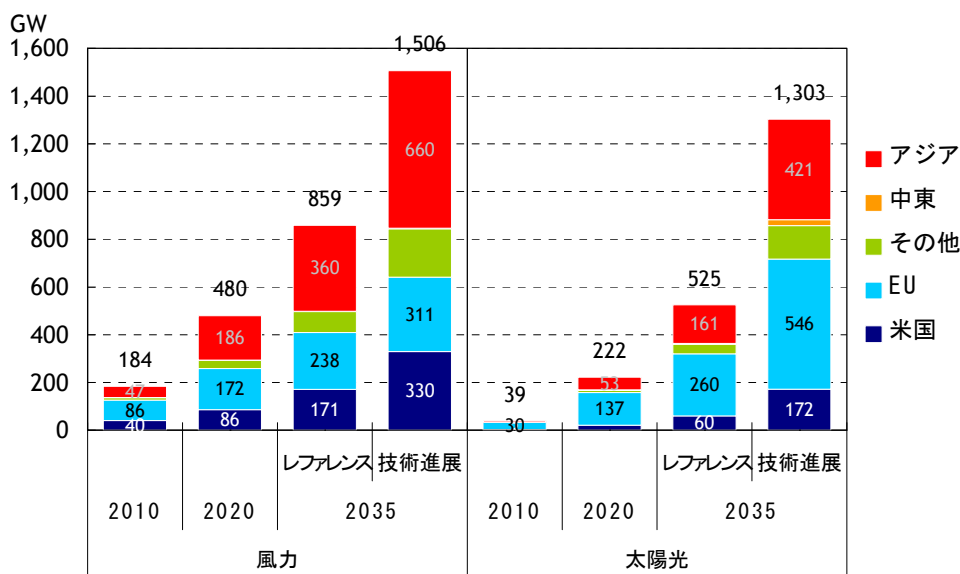
再生可能エネルギーの導入は、電源の低炭素化に貢献し、対外依存度を低減し、化石燃料価格高騰を潜在的に抑制しうる。大規模な普及の実現には、研究開発の継続による低コスト化、高効率化、エネルギーシステムとの調和を実現することが重要な課題となる。

太陽光発電

現在ヨーロッパを中心に導入が非常に急速に進み始めており、この勢いで世界市場は引き続き拡大していく見通しである(図3-42)。その背景には各国政府の優遇支援策があるが、市場

拡大や技術開発に伴ってコストも徐々に低下し、本格的な導入が進んでゆくと考えられる。現在は経済性の問題が大きいですが、OECD諸国の中でも過疎地域や非OECD諸国では有用なエネルギーとなり得ると見ている。レファレンスケースにおける世界の太陽光発電設備量は、2010年の3,900万kWから2035年には5億2,500万kWへ増加し、2010年比14倍まで拡大する。特にヨーロッパ、アジアにおける導入量の伸びが大きい。一方、技術進展ケースでは、2035年には2010年比33倍の13億300万kWまで導入が急速に加速する。

図3-42 風力、太陽光発電設備容量



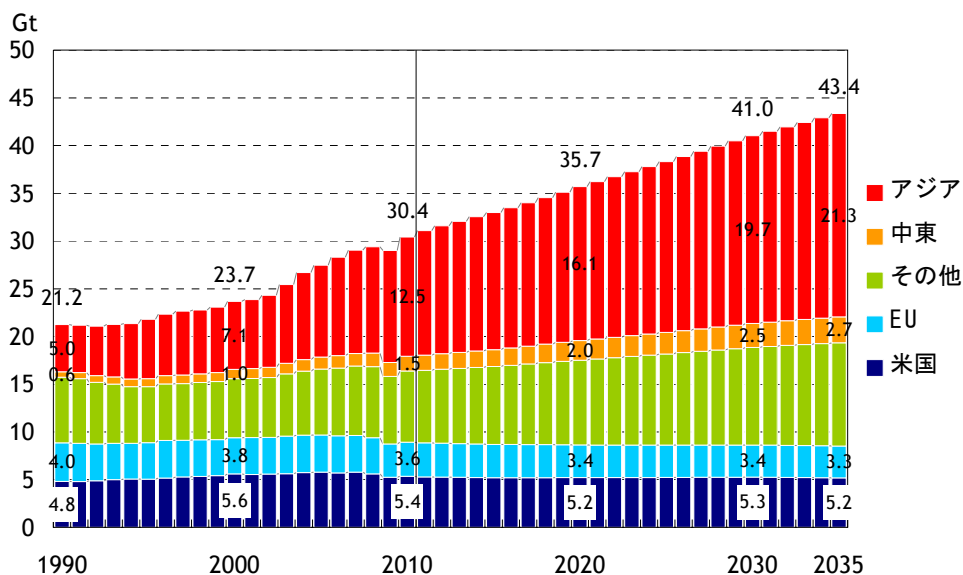
風力発電

2035年にかけて、ドイツ、スペイン、デンマークなどヨーロッパで洋上風力発電を中心に導入が進む。アジア地域でも中国やインドを中心に導入が増加する。レファレンスケースにおける風力発電設備量は、2010年の1億8,400万kWから2035年には8億5,900万kWまで増加し、2010年比5倍まで拡大する。特にヨーロッパ、アジア、北米において導入量が急速に増加する。一方、技術進展ケースでは、2035年に2010年の8倍の15億600万kWまで導入が加速する。

3.7 二酸化炭素排出

世界の全体の2035年まで一次エネルギー消費のおよそ8割が化石燃料消費で賄われる結果、CO₂排出量は2010年の30.4 Gtから2035年には1.4倍の43.4 Gtにまで増加する(図3-43)。この増分の96%が非OECD諸国に、約7割がアジアに由来する。世界の排出量に占める非OECD諸国のシェアは、2035年には7割近くとなる。また、中国は増大するエネルギー需要を今後もCO₂排出原単位の大きい石炭を主軸として充足してゆくことから、一国で世界の増分の約3割を占める。

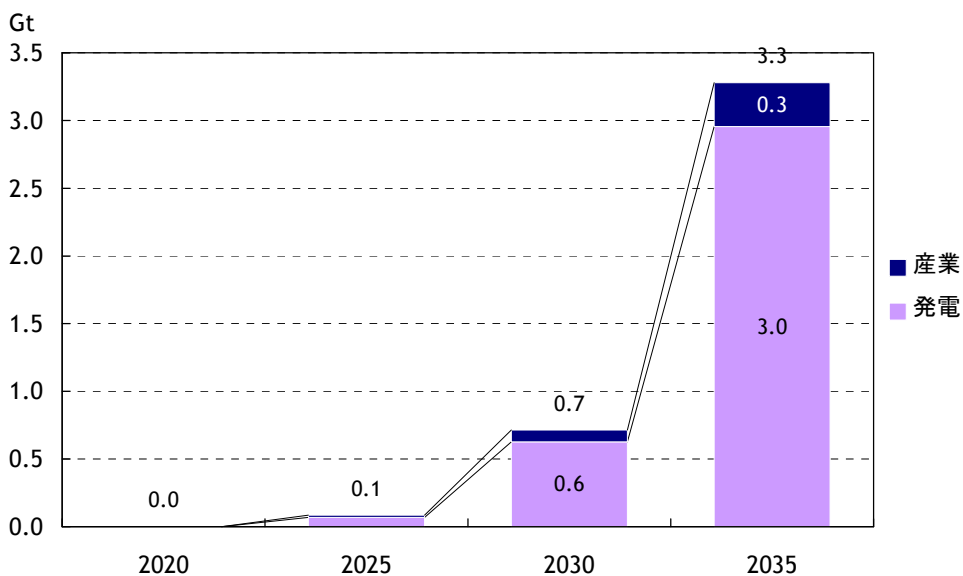
図3-43 世界のCO₂排出量(地域別、レファレンスケース)



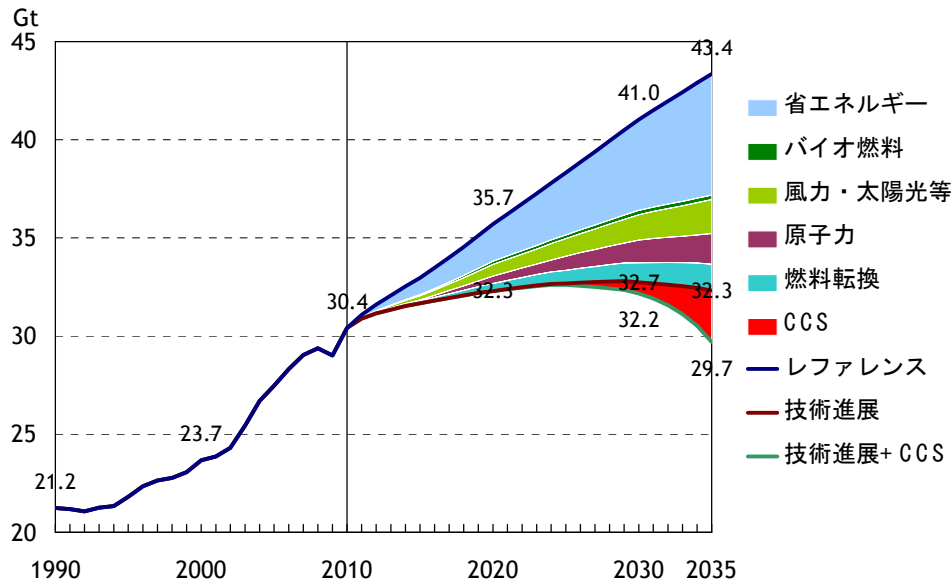
技術進展ケースでは、世界のCO₂排出量はエネルギー・環境技術の一層の進展により、2020年に32.3 Gtまで増えるが、2030年までにはピークアウトする。2035年における排出量はレファレンスケースと比較して13.7 Gt (31%)減少し29.7 Gtとなる。

技術進展ケースでは、2020年代以降CCSの導入が開始される(図3-44)。その展開領域は、新設石炭火力発電所と既設石炭火力発電所の一部、新設ガス火力発電所の一部、鉄鋼部門等の産業部門の一部である。2020年から2035年までの累積回収貯留量は12 Gtになる。世界の地層学的貯留ポテンシャルは理論上10 Tt、試掘データのある枯渇ガス田、油田、炭層の貯留ポテンシャルは1 Ttと推定されていることから、これらの回収量は十分貯留可能である。

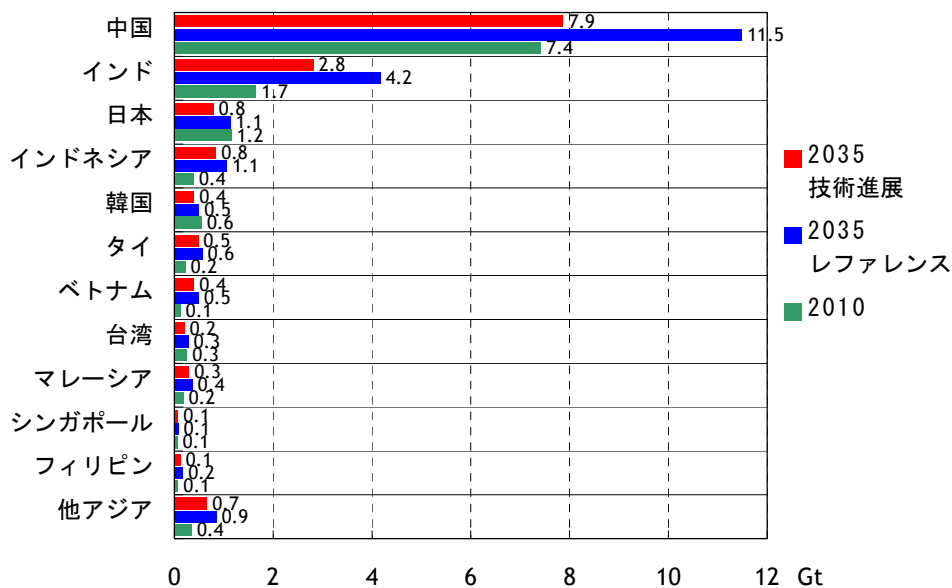
図3-44 CCSの導入量



技術進展ケースにおける2035年の世界の削減量13.7 Gtのうち、省エネルギー6.2 Gt、再生可能エネルギー1.7 Gt、原子力1.6 Gt、燃料転換1.3 Gt、CCSが2.6 Gtの削減に貢献する(図3-45)。特に非OECD諸国での省エネルギーによるCO₂排出削減量は世界の削減量の約3割と大きく、技術移転や制度構築支援等による非OECD諸国への省エネルギー支援の意義は極めて大きい。

図3-45 世界のCO₂排出量の変化(技術別)

技術進展ケースでは、低炭素技術の普及拡大によりアジアのCO₂排出量は、2020年代後半にピークアウトする。2035年のCO₂排出量の技術進展ケースとレファレンスケースとの差分を地域別に見ると、中国における削減量は3.6 Gtに達し、アジア域内の削減量の約6割を占める。

図3-46 アジアのCO₂排出量(地域別、レファレンスケース)

CO₂排出削減に効果的な単一的な施策は存在しない。省エネルギーを中心に、発電高効率化、非化石エネルギー導入、燃料転換、CO₂回収貯留技術(CCS)などのエネルギー施策が複合的にCO₂排出削減に大きく貢献することが期待される。

4 2050年までの世界の長期エネルギー需給展望

気候変動対策の強化や、革新的技術導入によるエネルギー市場への影響を分析するためには、2035年以降を見据えた超長期的な視点での評価が必要になる。そこで2035年までの予測の延長線上として、2050年までの更なる革新技術の普及・拡大が、世界のエネルギー需給や温室効果ガス削減に与えるインパクトを分析する。

4.1 主要前提

非OECD諸国における経済成長も2035年以降徐々に緩やかになると想定した。世界のGDPは、2035年から2050年まで年平均2.1%で増加し、2010年から2050年では2.6%の成長となる。2035年に86億人に達した世界の人口は、その後2050年にかけて7億人増加し、93億人に増大する。原油価格は、2035年以降、世界の石油需要の増加テンポが緩やかになる一方、引き続き石油生産コストが上昇することを背景に、2035年の\$125/bblから、2050年には\$130/bblへ緩やかに上昇すると想定した。

表4-1 社会経済

	2010年	2035年	2050年
GDP <small>(2000年実質価格)</small>	42 兆ドル <small>(1990-2010年成長率:2.7%)</small>	86 兆ドル <small>(2010-2035年成長率:2.9%)</small>	118 兆ドル <small>(2035-2050年成長率:2.1%) (2010-2050年成長率:2.6%)</small>
人口	68 億人	86 億人 <small>(2010年比 18億人増)</small>	93 億人 <small>(2009年比 25億人増)</small>
一人当たり 実質GDP	0.6万ドル	1.0万ドル	1.3万ドル
原油価格 <small>(日本の輸入CIF価格、 2011年実質価格)</small>	<small>(2011年)</small> 109 ドル/バレル	125 ドル/バレル <small>(名目価格:201ドル/バレル)</small>	130 ドル/バレル <small>(名目価格:281ドル/バレル)</small>

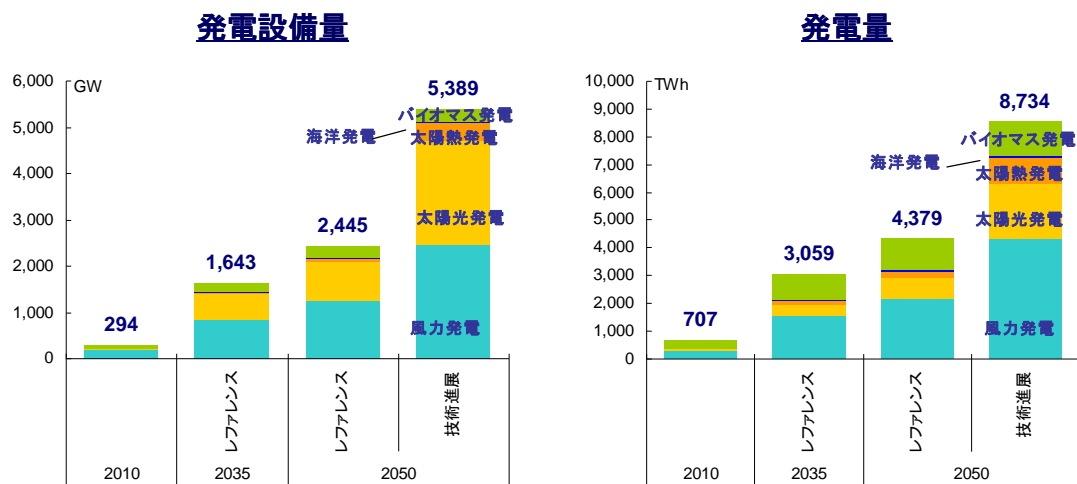
世界の原子力発電設備量は、2010年の3.9億kWから2050年にはレファレンスケースで7.4億kW、技術進展ケースで10.9億kWまで拡大すると想定した。世界の再生可能エネルギーでは、太陽光発電設備量は2010年の3,900万kWから2050年にはレファレンスケースで13.0億kW、技術進展ケースで22.6億kWまで増大する。太陽熱発電は、2010年の60万kWから2050年にはレファレンスケースで9,400万kW、技術進展ケースで3.7億kWまで拡大する。風力発電の2010年の1.8億kWから2050年にはレファレンスケースで12.5億kW、技術進展ケースで24.6億kWまで増大する。

世界のCO₂回収、貯留量は2050年に年間10.0 Gtに到達すると想定する。電気自動車、プラグインハイブリッド自動車などの次世代自動車が、2050年の新車販売台数に占める比率は、レファレンスケースで48%、技術進展ケースにおいて89%へ拡大する。

表4-2 技術の諸想定

	2010年	2035年		2050年	
	実績	レファレンス	技術進展	レファレンス	技術進展
原子力	389 GW	572 GW	778 GW	736 GW	1,085 GW
発電効率	石炭火力:35% ガス火力:40%	石炭火力:39% ガス火力:45%	石炭火力:41% ガス火力:47%	石炭火力:40% ガス火力:47%	石炭火力:43% ガス火力:49%
太陽光発電	39 GW	525 GW	1,303 GW	824 GW	2,261 GW
太陽熱発電	0.6 GW	51 GW	94 GW	94 GW	372 GW
風力発電	184 GW	859 GW	1,506 GW	1,254 GW	2,456 GW
バイオマス発電	71 GW	203 GW	226 GW	259 GW	279 GW
バイオ燃料	61 Mtoe	208 Mtoe	264 Mtoe	274 Mtoe	340 Mtoe
CCS	-	0	26 億トン	0	100億トン
次世代車販売比率 上:プラグインハイブリッド自動車 下:電気自動車/燃料電池車	-	5% 1%	20% 21%	10% 4%	16% 36%
乗用車新車平均燃費	(2010年) 14 km/L	18 km/L	26 km/L	20 km/L	30 km/L

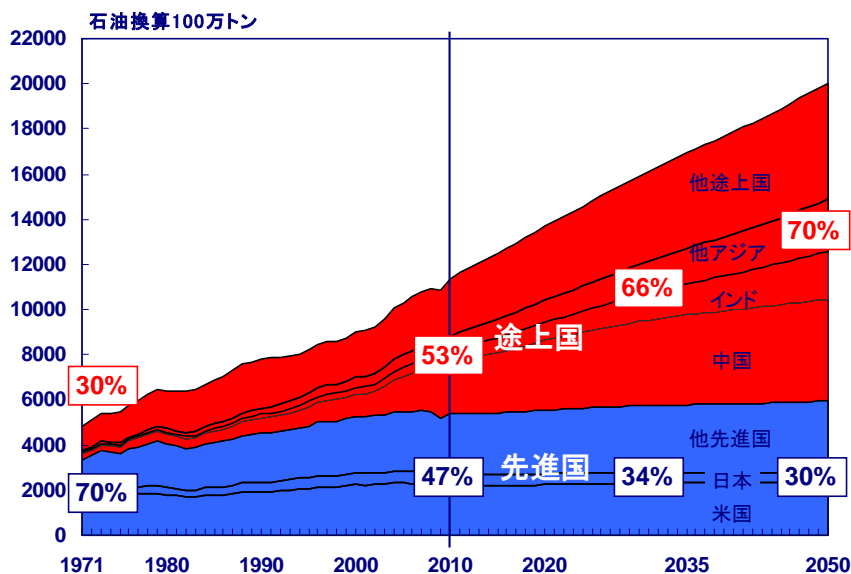
図4-1 再生可能エネルギー(水力除く)



4.2 エネルギー消費

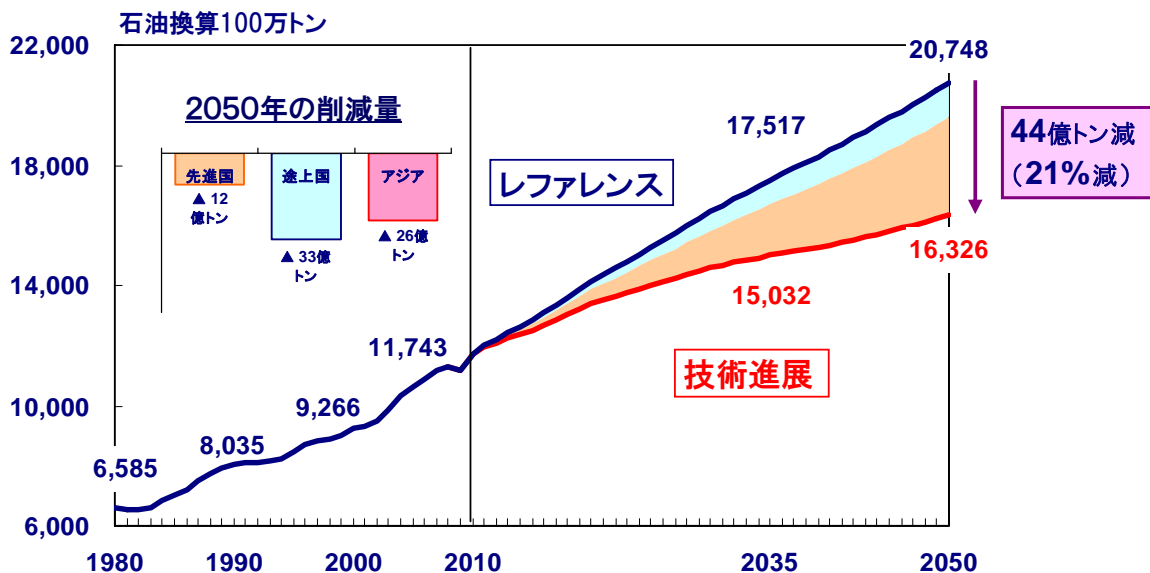
世界の一次エネルギー消費は、2010年の11,743 Mtoeから2050年には20,748 Mtoe (2010年比1.8倍増)へ9,006 Mtoe拡大する。この増加量9,006 Mtoeのうち、非OECD諸国が8,077 Mtoe、OECD諸国が575 Mtoeを占めることから、世界のエネルギー消費の大部分が非OECD諸国で増加する。

図4-2 一次エネルギー消費



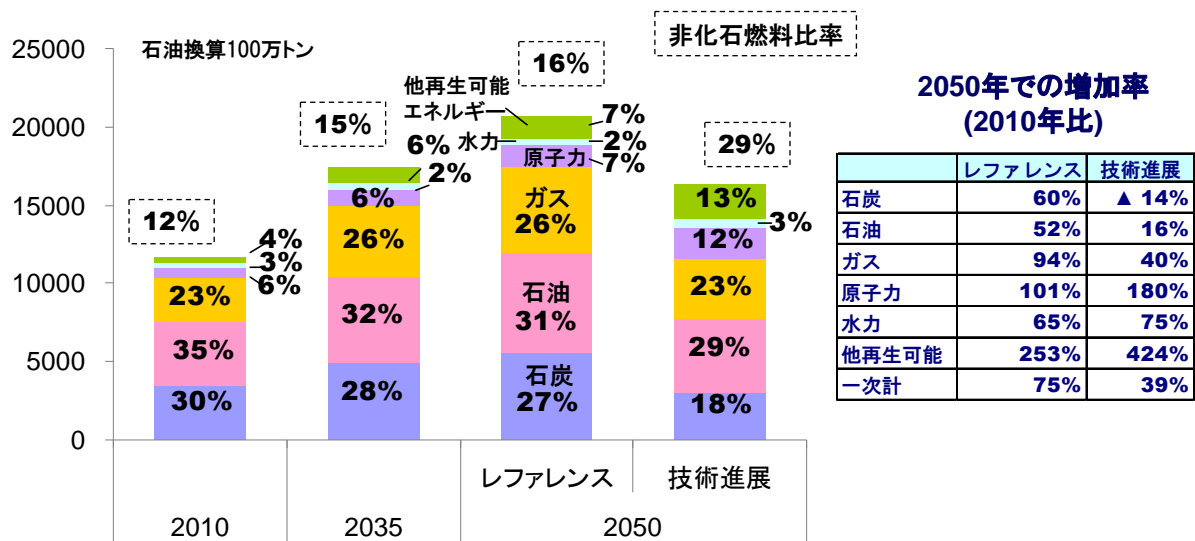
世界の一次エネルギー消費に占める非OECD諸国の比率は、2010年の53%から2050年には70%へ拡大する。中国の比率は19%から22%、インドの比率は5%から11%へ上昇する一方、日本の比率は4%から2%へ低下する。

図4-3 一次エネルギー消費(レファレンス、技術進展)



技術進展ケースでは、世界の一次エネルギー消費は2050年付近でほぼピークアウトする。2050年に着目すると、レファレンスケース比で4,422 Mtoe (21%削減)削減される。そのうち、OECD諸国で1,180 Mtoe、非OECD諸国で3,243 Mtoeが削減され、革新技術の普及拡大による効果は非OECD諸国で格段に大きい。

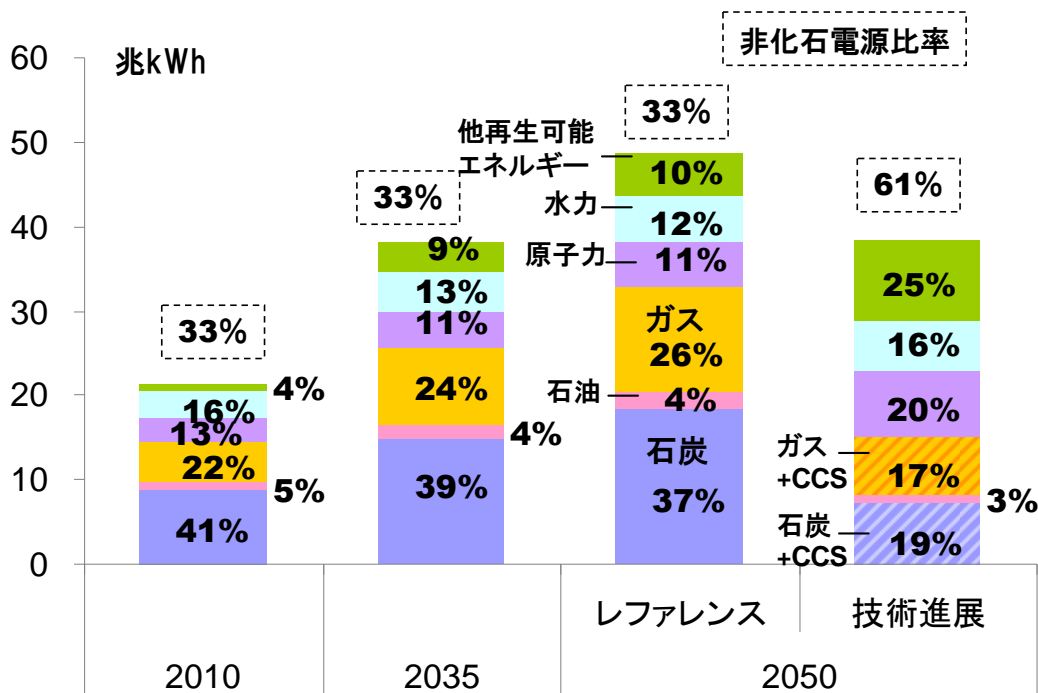
図4-4 世界の一次エネルギー消費(レファレンス、技術進展)



エネルギー源別一次エネルギー消費では、レファレンスケースにおける石炭、石油、ガス、原子力、再生可能エネルギーいずれの消費量とも、2050年において2010年より増加する。一方、技術進展ケースにおいても、化石燃料が一次エネルギー消費の大部分(71%)を占め、依然として重要な役割を担う。そのため、化石資源生産への適切な投資継続による安定供給確保が不可欠となる。石炭は4,965 Mtceから4,293 Mtceへ減少する一方、石油は2010年の83.2 Mb/dから2050年には96.7 Mb/dへ緩やかに増加、天然ガスは2010年比で40%増加する。天然ガスのシェアは2010年の23%から2050年には26%へ拡大し、世界のエネルギー市場の中で主要な役割を担うことが期待される。2050年の非化石燃料比率は、レファレンスケースで12%、原子力や再生可能エネルギーの重要性が高まる技術進展ケースでは29%となる。

また、2050年の世界の化石燃料消費の削減量(レファレンスケースと技術進展ケースの差)を見ると、アジアが他の地域に比較して相対的に大きい。石油削減量の45%、石炭削減量の74%、ガス削減量の26%がアジア非OECD諸国で達成される。化石燃料を大幅に削減するには、この地域における化石燃料高効率利用技術(クリーンコール技術等)の広範な普及が必要である。

図4-5 世界の発電量構成(レファレンス、技術進展)



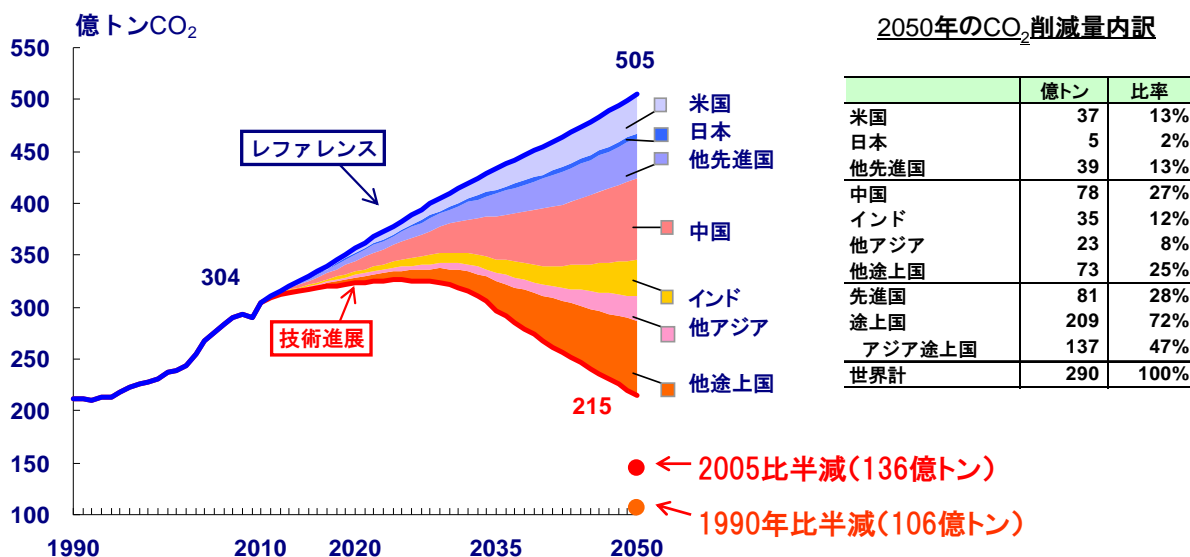
電力需要は長期的に経済発展を遂げる非OECD諸国を中心に増加する。2050年の世界の発電量は、2010年の21兆kWhからレファレンスケースでは28兆kWh増加し、約49兆kWhへ拡大する。技術進展ケースでは、省エネルギー技術の進展によりレファレンスケースに比較して需要増加が抑制されるものの、2010年比では17兆kWh増加し、2050年の発電量は38兆kWhに達する。原子力、再生可能エネルギーの導入が拡大し、非化石電源比率はレファレンスケースの33%に対し技術進展ケースでは61%となる。

4.3 二酸化炭素排出

世界のCO₂排出量は、2010年の30.3 Gtから2050年には50.5 Gtへ約1.7倍に増加する。非OECD諸国では17.1 Gtから36.6 Gtへ増加する。中でも、アジアは13.8 Gt増加し、世界の増加量の約7割を占める。OECD諸国の世界シェアは、2010年の40%から2050年には23%まで低下する。日本の比率は2010年の4%から2%に低下する一方で、インドの比率は5%から13%へ上昇する。中国の比率はほぼ横ばいである。

技術進展ケースでは、2050年の世界のCO₂排出量は21.5 Gtと、レファレンスケースより29.0 Gt減少する。このうち、OECD諸国の寄与は8.1 Gt、非OECD諸国は20.9 Gtである。

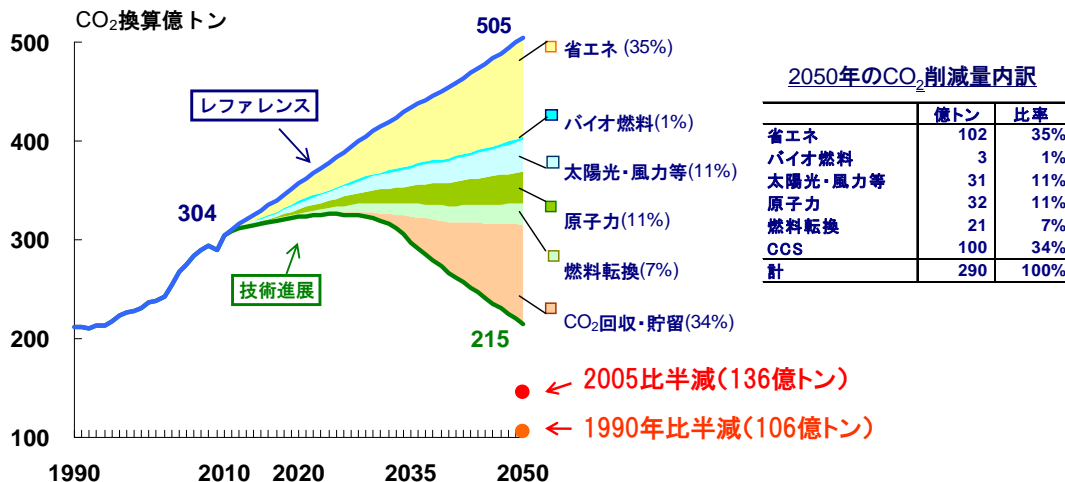
図4-6 地域別CO₂排出削減量



2050年のCO₂削減量(レファレンスケースと技術進展ケースの差分)では、非OECD諸国はOECD諸国の2倍以上となる(非OECD諸国の削減量は世界の削減量の72%)ことから、この地域における気候変動対策の強化が重要となる。削減量が13.7 Gtに上る非OECDアジア、なかでも7.8 Gtの中国が果たす役割は大きい。

2050年におけるCO₂削減に対し、技術別では省エネルギーの促進が最も大きく貢献する(10.2 Gt削減、総削減量の35%)。再生可能エネルギー導入拡大や、石炭や石油から天然ガスへ消費をシフトさせる燃料転換(同3割)、CCS(同34%)も重要な役割を担う。世界のCO₂排出量を現状比半減するには、更に追加対策が必要であり、革新的技術開発、環境配慮型の都市開発など、長期的対策が重要となる。

図4-7 技術別CO₂排出削減量



5 課題とインプリケーション

経済成長と人口増加を背景に、中国、インドを筆頭とする非OECD諸国を中心に世界のエネルギー需要は増大し続ける。今後数十年、発電用を中心に再生可能エネルギーの利用が大きく前進するが、依然として化石燃料がエネルギー供給全体の8割以上を占め、増加分の大半も化石燃料による。化石燃料起源のCO₂排出量の大幅な増加による気候変動問題の悪化が懸念される。また、化石資源の偏在は、エネルギー消費国と生産国の乖離を拡大させ、特に石油、ガス需要が急増するアジアなどでは、輸入依存度がさらに上昇する中で、エネルギー安定供給の確保が重要な課題である。

さらに、エネルギー需要の増加は化石エネルギーの利用効率が相対的に低く、環境保護対策が遅れがちな非OECD諸国に集中しているため、地域的な環境問題の深刻化の可能性が高まる。

3E (Energy security: エネルギー安全保障、Environment: 地球環境問題、Economy: 経済の持続的成長)の観点から、原子力に一定の期待が寄せられたが、昨年の中東大震災及び福島原子力発電所事故の影響により、世界的に原子力発電の安全性に対する懸念が高まっている。

エネルギー問題における「3E+S (Safety: 安全性)」を同時達成するためには、利用効率の向上等を通じてエネルギー需要増加そのものを抑制する省エネルギー対策を推進するとともに、各国のエネルギー需給の構造、経済発展段階に基づき、供給源の多様化等を通じたエネルギーの安定供給の確保、化石燃料をはじめエネルギー資源のクリーン開発・利用、燃料転換によるエネルギーの低炭素化等を促進し、エネルギーベストミックスの実現に向けた努力を強化する必要がある。

今後の経済成長とエネルギー需要増加の中心であるアジア地域において、各国はエネルギー消費国としての利害を共有しており、省エネルギー・環境技術の開発と移転、資源の開発、調達、輸送、備蓄などさまざまな分野における国際協力のポテンシャルとメリットが大きく、地域全体で取り組むことが重要となる。

■技術面、制度面からの省エネルギーの推進

省エネルギー進展の動向が世界のエネルギー・セキュリティ及び気候変動問題に大きな影響を与える。省エネルギーは万国共通の重要方策であり、需要が拡大する非OECD諸国のみならず、CO₂の累積排出量が大きく、1人あたりエネルギー消費量が多いOECD諸国、そして国内需要の大幅拡大によってエネルギー輸出余力が低下する可能性があるエネルギー供給国においても、省エネルギーが非常に有効な手段である。先端技術の開発、既存技術の移転、エネルギー利用状況を把握するための統計データ整備、エネルギー管理経験の共有、有効な関連制度の普及など、技術面、制度面さまざまな分野における国際協力を促進する必要がある。

る。

■「3E+S」を見据えたエネルギーベストミックスの達成

●化石燃料

化石資源は究極的に有限であり、その燃焼に伴い温室効果ガスを排出する。しかし経済合理性、現実性、革新的技術の商業化までのリードタイムを考慮すれば、化石燃料の有効活用を図ることが重要である。化石燃料の安定供給確保を図るとともに、クリーンで高効率な形態で利用することが、エネルギー安全保障、環境保全、経済性の観点から不可欠となる。

石油

中国、インド等の急速なモータリゼーションによる石油需要増に対して、アジア域内では大幅な増産が見込めず、輸入依存度は2035年に84%に上昇する。石油消費の増加量の約5割が資源量とコスト競争力のある中東OPECにより供給される。需要増に見合う生産能力拡大への投資を着実に実行することが国際石油市場安定化の鍵を握る。消費サイドでは、中長期的に本格的な実用化が見込まれるクリーンエネルギー自動車導入により、石油の有効利用を図ることも重要な課題となる。

また、中東、アフリカ産油国の政情不安による短期的供給途絶への対策として、各国での備蓄制度の創設と強化など自助的な国内対策のほか、緊急時対応体制の構築・強化、柔軟な需給対応を可能にする国際石油市場の整備・機能強化と透明性確保が重要である。

天然ガス

北米での非在来型天然ガス開発の急速な進展により、ガスの競争力が高まりつつある。アジアにおいては発電、民生部門での燃料転換によりガス需要が増加する一方、域内のガス生産が頭打ちになり、LNG需要ならびにロシア・中央アジア等からのパイプライン需要が拡大する。石油と同様、生産能力、輸送能力拡大への円滑な投資が需給安定化の鍵となる。日中韓などの主要消費国が集中する北東アジアにおいては、パイプラインネットワークの整備などにおける各国の協力ポテンシャルが大きい。アジア主要消費国の協力は国際市場における価格交渉力の向上、欧米より割高なアジア地域のLNG輸入価格の低下にもつながる。

石炭

安価な石炭は、発電用を中心に中印などの非OECD諸国で需要が拡大するものと見られ、気候変動問題への対策上、高効率石炭火力発電や、炭素固定化貯蔵技術(Carbon Capture and Storage, CCS)等のクリーンコールテクノロジーの開発・導入が急務となる。

●原子力

エネルギー需要の急増に比して供給拡大余力が乏しいアジアでは、原子力の役割は大きい。福島原発事故より日本では脱原発への方向転換が見られるが、気候変動対策としても重要な原子力を安定的、経済的な供給源として、中印をはじめ多くの非OECD諸国では導入拡大が

図られている。特にベトナム等原子力に関する技術が乏しい国などでは、原子力発電のより一層の安全確保(Security)が不可欠であり、国際協力によるグローバルな安全管理体制構築に向け、日本の積極的貢献が重要である。

●再生可能エネルギー

再生可能エネルギーの多くが国産エネルギーであり、近年特に風力発電や太陽光発電は気候変動対策の中でも重要なオプションとして位置付けられる。バイオエタノールやバイオディーゼルの導入は、自動車の燃費効率の向上と並んで、輸送部門におけるCO₂排出削減対策として期待される。実効性が高く効率的な普及支援制度の強化や、技術革新を支援する政策の実施を通し、更なるコスト低下と導入拡大を図る必要がある。

また、今後数十年水力は依然として再生可能エネルギーの主力である。中国、インド、東南アジアなどで大規模な水力発電所建設が引き続き計画されている。資源の有効利用とともに、環境・生物圏への破壊、住民の移住問題などへの積極的な対応が求められる。

■気候変動問題への対応

今後、中国やインド等の非OECDアジアを中心に、CO₂排出量の急速な増加が見込まれる。これらの国への先進的な省エネルギー、低炭素技術の国際移転による効率的なエネルギー消費、環境負荷の削減は、各国それぞれのエネルギー安全保障、持続可能な経済成長につながる同時に、アジア全体の環境問題改善にも貢献できる。また、省エネルギー、低炭素技術の開発と移転を促進し、確実にCO₂排出量の削減を推進するため、公平性・実効性・効率性が保される広範囲な国際枠組みが重要となる。

■日本が今後目指すべき方向性

東日本大震災及び福島事故の影響により、日本のエネルギー政策は大きく見直されている。

国内における原子力の減少が必至である同時に、原子力発電の安全確保、既存原発の解体処理などが益々重要な課題となる。世界的なプラントメーカーを有し、今後需要増が大きく見込まれる新興国の原発建設の有力な供給者としても、日本は事故の教訓を踏まえ、安全規制の国際標準の策定、安全技術の移転、人材育成等を通じ、世界レベルでの安全確保に積極的に貢献することが求められる。

化石エネルギー資源が乏しい日本にとって、エネルギー・セキュリティの確保は特に重要な課題である。固定価格買い取り制度の実施などを通じて、再生可能エネルギーの導入を進める一方で、産業競争力を維持し、空洞化を抑制するためにエネルギーコストの安定化が重要で、激化する資源獲得競争の中での化石燃料調達の見点も必要となる。国際協力、とりわけアジア諸国との連携によりセキュリティ確保に努めることが望ましい。

世界範囲で、特にアジア地域において、エネルギー問題における「3E+S」を同時達成するためには、技術・経済力・制度設計面で優位に立つ日本が果すべき役割は極めて大きい。日本にとって強みである省エネルギー技術や環境対策技術などをさらに発展させ、活用して、「3E+S」達成に向けた努力を強化するとともに、技術立国として国内経済の基盤強化を図ることが将来に向けて重要となる。

第2部 アジア主要国、中東のエネルギー情勢・政策

6 エネルギー情勢全般

6.1 中国

中国は、世界最大のエネルギー生産・消費国であり、世界最大のCO₂排出国である(IEA統計2012年版)。中国を抜きにして、世界のエネルギー需給や気候変動防止は語れない。一方、中国は、政府と議会が結束して低炭素社会の実現を目指している。低炭素社会を抜きにして、中国の総合エネルギー政策の動向は語れない。以下では、低炭素社会に向けた中期目標と第12次5カ年計画の概要及び総合エネルギー政策の全体像を概観し試みる。

低炭素社会に向けた中期目標と第12次5カ年計画の概要

中国は、政府と議会が結束して低炭素社会に向けた取組みを本格化した。政府は国際公約として2010年1月末、CO₂排出原単位を2020年に2005年比40～45%削減の自主行動目標を国連に提出した。全国人民代表大会が今年3月、目標達成の担保となる「第12次5カ年計画」を決議した。CO₂排出原単位を2015年に2010年比17%削減、GDP当たりのエネルギー消費量を16%削減、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの比率を11.4%へ高めることを拘束力のある目標として打ち出した。

我々の試算では、産業構造の変化に加えて、石炭から天然ガスや石油へのシフト、省エネルギーと非化石エネルギー導入拡大の目標を達成できれば、排出原単位は2015年に17%の目標値を上回る23%減になる。また、2016～2020年に省エネルギー率を16%と仮定すれば、排出原単位は2020年に2005年比で51%の削減となり、中期目標を上回ることになる。

総合エネルギー政策の動向

政府が主導して、低炭素に有利な活動をすれば得、しなければ損と実感できる低炭素システムを整備しつつ、①省エネルギーと非化石エネルギーの利用拡大による低炭素対策、②エネルギー安定供給対策、③低炭素産業育成対策を3本柱として戦略的に推進している。福島原発事故を受け、省エネルギーと再生可能エネルギー利用拡大への取り組みがさらに強化された。

国務院が2011年8月に省エネルギー目標を、12月1日にCO₂排出原単位削減目標をそれぞれ地域別に分解した。「共通だが差異のある責任原則」に基づき、経済発展水準などに応じて、全国31地域を5の省エネルギーグループと9のCO₂排出原単位削減グループに分けた。また、国家発展改革委員会など12省庁が12月7日に、「万社企業省エネルギーと低炭素行動に関する実施方案」を公表した。2010年にエネルギー消費量の合計が全国の60%を占め、年間5,000 tce以上を消費する工場や事業体1万7,000社に対し、個別に省エネルギー目標を割り当て、5年間で合計250 Mtceの省エネルギーを全体目標として設定した。

省エネルギーの主な対象の1つは省電力である。「省エネルギー・汚染物質削減第12次5カ年計画」では、全電力消費量の6割、工業部門電力消費量の8割を占める電動機の高効率化に照準を合わせ、2015年までに電力利用効率を2010年より2~3ポイント高め、800億kWhの省電力能力を形成する目標を決定した。また、民生部門における高効率の照明器具・家庭電器・業務用空調や冷蔵冷凍設備などの導入支援を強化し、2015年までに1,000億kWhの省電力能力を形成するとした。

規制とは別に、支援策も次々に打ち出された。例えば、国家発展改革委員会と財政部が2011年3月に全電力消費量の6割、産業部門電力消費量の8割を占める電動機に照準を合わせ、規制強化と高効率電動機導入への財政支援の拡大を決定し、6月には設備更新による年間省エネルギー量が5,000 tce以上の事業者に、トン当たりの報奨金として中央と地方政府から合わせて300~360元以上を支給すると表明した。財政部などが今年3月に、自動車税を、省エネルギー車は半減、EVなど新エネ車は免除すると決定した。また、国家発展改革委員会が主導して、国内外の関心を集めている低炭素地域社会実験事業を2010年7月から5省8市で、炭素排出の総量規制と排出量取引制度の導入実験事業を2011年11月から2省5市で展開し始めた。炭素税の導入も検討されている。

一方、再生可能エネルギー開発については、政府は今年8月6日に「再生可能エネルギー発展第12次5カ年計画」を公表した。再生可能エネルギー利用量を2010年の255 Mtceから2015年に400 Mtceへ拡大し、一次エネルギー消費に占める比率を7.9%から9.5%以上へ高める目標を決定した。再生可能エネルギー発電については、揚水を含む水力発電を2010年の2.16億kWから2015年に2.9億kWへ、系統連系の風力発電を3,100万kWから1.0億kWへ、太陽エネルギー発電を80万kWから2,100万kW以上へ、バイオマス発電を550万kWから1,300万へ拡大し、合計発電電力量を1.2兆kWhに増加させ、総発電電力量に占める比率を20%以上へ高める目標を設定した。また、2020年の目標として、水力を4.2億kW、風力を2.0億kW、太陽エネルギー発電を5,000万kWへ拡大すると決定した。全体として極めて野心的な目標設定と言える。

背景として、3.11福島原発事故の影響を受け、当初の原子力発電開発目標(5年間に4,000万kWの新規着工)の実現が困難となったことが挙げられる。2015年の非化石エネルギー比率目標(11.4%)を建設中の原発26基2,924万kWの順次稼働で達成できるにしても、2020年目標(15%)を実現するには、再生可能エネルギーの開発をさらに加速させるしかない。もう1つは、経営難に陥った国内太陽電池企業を支えるためにも、太陽光発電の国内導入を加速させる必要があったことである。

このように、政府は規制と支援措置に市場メカニズムの力を加えながら、省エネルギーと再生可能エネルギー開発を中心とする低炭素対策を全面的に推進している。

同時に、エネルギー安定供給の確保や低炭素産業育成への取組みも強化している。例えば、天然ガス需要は2015年に260 Bcmへ急増する見込みであるが、非在来型ガスを含む国内生産の拡大とLNG輸入及びパイプラインによる天然ガス輸入で安定供給は確保できると見なさ

れている。

一方、課題も多々ある。法制度が健全ではない、技術水準がOECD諸国と比べて低い、規制重視で市場志向の対策が欠如している、計画編成や管理技術に改善の余地が大きい、気候変動対策を含むエネルギー総合行政能力が欠如している、知的所有権の保護システムが十分に整備されていない、などの問題が指摘されている。特に、再生可能エネルギー開発について、水力開発には移民や環境保護などが課題であり、その他再生可能エネルギー発電開発にはコスト競争力の向上が主な課題である。kWh当たりの売電価格をみると、陸上風力が0.54円で、石炭火力の0.46元に近付いてきたが、洋上風力が0.62～0.74円、太陽光発電は1円、ゴミ発電は0.65円となっており、自立競争への道のりが程遠い。再生可能エネルギー開発によるコスト上昇分を吸収するために、国家発展計画委員会と財政部、国家能源局が2011年11月に、電力料金サーチャージ単価を千kWh当たり4元から8元へ引き上げたが、総コストの上昇を抑制できなければ、サーチャージ負担がもっと高くなりかねない。他に、送電網整備や系統連系技術の向上、自然エネルギー電力を受け入れる電網管理体制の健全化なども課題である。

日中協力への示唆

日中間は技術格差が縮小しつつあるが、協力拡大の余地は大きい。実現には、米中間の原子力技術協力のような新しいビジネスモデルの開発、対等の立場でそれぞれの比較優位性を活かす双方向の協力プロジェクトの開拓などが不可欠である。また、制度設計や国際規格作り、エネルギー安全保障や原子力安全分野などでの協力も期待される。

6.2 インド

インドは現在、アジアで中国、日本に次ぐ第3位の経済大国となっている。しかし、実態をみると、依然として多くの貧困層を抱えており、IEAの調査によるとインドでは2009年の電化率が75%、電力にアクセスできない人口が3億人近くいる(World Energy Outlook 2011)など、社会インフラは依然として脆弱な状況にある。したがって、インドでは経済成長を続けることによって貧困を削減し、約12億の人口を養うために食料を増産することが政策の重点課題となっている。

インドは他の新興国同様、人口の増加や経済成長によりエネルギー需要が増加し、さらに中間層の増加、生活水準の向上によりエネルギー需要、中でも電力需要が増加を続けている。また、インド特有の事情として、大河川が少なく水資源にあまり恵まれていないため、電動ポンプで地下水をくみ上げて灌漑を行い、農産物を増産させている。このため、食糧増産政策も電力需要を大きく増加させる結果となっている。

このようにインドでは電力需要が増加しているが、電力供給が追いつかず慢性的な電力不足が続いており、2012年7月末には2日連続で大停電が発生し、あらためて電力インフラの脆弱性を露呈させることとなった。

電力供給不足は、様々な要因が相互に絡み合っている。インドには石炭資源が豊富にあるため石炭に多くを依存した電力供給体制となっているが、国内炭使用の発電所は一般的に発電効率が低く、損失が大きい。また、インドに限らず他の非OECD諸国にも見られることであるが、技術的な送配電損失に加えて、盗電などによる損失も大きい。

さらに、低く抑制された電力価格が事態を悪くしている。食糧増産に必要な灌漑用電動ポンプ用の電力料金は産業用などと比較すると非常に低いが、コストを下回る価格での電力供給は公営電力会社に大きな負債を抱えさせ、新規発電設備の建設や発電効率改善への投資が進まないことが電力不足の一因ともなっている。

また、発電用の燃料不足も電力不足の一因となっている。インドでは石炭産業は国有化されており、一部の専用鉱山を除いてインド石炭公社が石炭の供給を担っている。しかしインド石炭公社の石炭供給量が、増大する発電需要を賄えない状況が続いている。さらに、インドは環境面、効率面から天然ガス発電を推進しているが、国内天然ガスの供給量が少なく、LNG輸入基地を建設して2004年からLNGの輸入を行っているものの、天然ガス不足の状況が続いている。なお、天然ガス不足の背景には食料増産政策も影響している。食糧生産を増やすために化学肥料を増産しているが、化学肥料の原料は生産効率の面から石炭・石油から天然ガスに移っており、天然ガス需要を増加させる要因となっている。

インドは電力不足の背景にある公営電力会社の負債削減策などを進めているが、根底にあるのはコストを下回る電力価格にあると考えられ、この問題が抜本的に解決されなければ、将来、大停電が再び発生する可能性は否定できないであろう。

エネルギー価格を巡る同じような構造は石油や石炭にも見られる。すなわち、安価なエネルギー価格がコスト回収不足を生み、そのことが必要な投資資金の欠損を招いているのである。また、必要なエネルギーを安定的に輸入するためには、エネルギー価格を国際水準なみに引き上げることが求められる。インド政府はこうした事態を十分に把握し、問題解決に向けた取組みを進めている。しかし、依然として人口のおよそ3割を1日1.25ドル以下で生活する貧困層が占める国(World Bank)で、エネルギー価格を国際水準なみに引き上げることは容易でない。

6.3 ASEAN

これまで東南アジアは、比較的エネルギー資源に恵まれた環境にあった。国内で必要とするエネルギーの多くを自国内の生産で賄い、余力のある国は輸出を行っている。例えばベトナムは石炭を、マレーシアは天然ガスを、インドネシアは石炭、石油、天然ガスを日本向けに輸出してきた。ところが近年、東南アジア諸国は目覚ましい経済発展を続けており、したがって国内のエネルギー消費量も急速に増えている。このことは、東南アジア諸国のエネルギー供給に様々な問題を引き起こしている。

第一に、需要の拡大に合わせて国内生産量の増加を順次進めているものの、その速度が需

要拡大に迫りつつおらず、結果としてエネルギー輸出余力の低下、あるいは輸入依存度の高まりを招いている点である。輸入依存度の高まりによってエネルギー安全保障上の脆弱性が増しており、輸入相手国の多様化、利用するエネルギーの多様化、輸入インフラの整備、緊急時への備えなど、自国のエネルギー安全保障を維持、向上させるための様々な対策を講じることが、喫緊の課題となっている。

第二に、未だエネルギー供給が完全ではなく、国民の生活水準向上に向けた取組みが引き続き求められている点である。例えば電力で見た場合、電力供給を受けていない人は約1.5億人(2009年時点、ASEAN加盟国合計)も残されており(IEA)、こうした人々に電力を供給するための電源及び送配電網への投資が求められている。このことは、将来エネルギー消費がさらに増えることを示しており、したがって、エネルギーの安定供給確保、及びエネルギー消費量の伸びを極力抑制するための取組みが重要となっている。

第三に、低廉なエネルギー価格がこうした事態をより深刻にしている点である。東南アジアの多くの国では、低所得者向けの社会保障といった観点から、補助金を投入してエネルギー価格を安価な水準に統制している。補助金の投入は国家の財政負担を重くするばかりでなく、財政の悪化は、新たな電源開発などに必要な投資資金の不足を招くことにもなる。また、安価に据え置かれたエネルギー価格は消費者の省エネルギー意欲を殺ぐことにもつながっており、複合的な作用によって、エネルギー供給不足の解消を遅らせる要因になっている。

第四に、エネルギー消費量が増えることによって環境への負荷が増加している点である。日本が過去に経験したような公害問題が深刻化しており、国民の健康維持、生活環境の改善といった点から、クリーンなエネルギー利用が強く求められるようになってきている。

エネルギー利用の多様化という点では、これまでは自国で産出する、あるいは入手が容易な石油もしくは天然ガスが多く利用されていたが、輸入依存度の高まりや原油価格の高騰を受け、近年は多様化によるリスク分散や経済性の観点から、発電分野において石炭の利用を増やす動きが広がっている。

再生可能エネルギーは、地熱やバイオマスなど比較的安価な資源が期待できる国では開発を進める機運にあるが、風力や太陽光は東南アジア諸国のエネルギー価格水準と比較して高価すぎるため、大量導入に向けた動きは強くない。また、幾つかの国では多様化の一環として原子力の利用を計画しているが、東京電力福島第一原発の事故以降、ベトナムを除く国は計画の延期や凍結を行い、進展が滞っている。

これまで俯瞰してきたエネルギーに係る種々の課題は東南アジアの国に見られる共通のものであり、解決に向けた様々な取組みがされている。取組みは各国が単独で行うものに加え、地域協力も進んでいる。エネルギー問題の解決に向けては多種多様な取組みが必要となるが、地域協力によってこれをより効率的、効果的に進め、結果として地域全体のエネルギー安全保障を向上させようとするものである。

地域協力の例として、ASEAN Power Gridと呼ばれる、域内の送電連係計画を挙げることができる。従来、電力供給は国内で開発する電源をもとに行うことが基本であったが、需要地の分布や新規電源開発用適地の有無、燃料供給方法などを考慮すると、隣国から輸入する方が経済的な場合が存在する。そこで、域内の発電用資源を最大限に活用することで、すなわち、国の枠を超えた地域大での最適化を行うことで、電力供給をより効率的に行おうとするものである。

例えば、ラオスは自国の電力需要を大きく上回る豊富な水力資源を有する一方、隣国のタイやベトナムの内陸部では電力供給が不十分な地域がある。そこで、ラオスで水力発電を開発しその電力を輸出することで、ラオスが有するクリーンエネルギーのポテンシャルを最大限に活用して、両国の電力供給を賄うことができる。

既に幾つかの国際連係線が整備され、電力の融通が行われている。こうしたネットワークが広がることによって、域内全体で電力供給が最適化され、電力の安定供給が達成されることが期待できる。

6.4 中東

中東は、言うまでもなく世界の一大産油・産ガス地域である。日本を含む世界の多くの国は中東からの石油・天然ガスを輸入しており、中東諸国からエネルギーを安定的に輸入することは、これらの国のエネルギー安全保障にとって大きな意味を持っている。

逆に中東諸国にとっても、石油及び天然ガスはこれらの国が有する唯一の輸出財とあってよく、財政の根幹を成す石油・天然ガスの安定的な輸出は極めて重要である。例えば、OECD諸国で進んでいる自動車の燃費向上や、エネルギー利用の再生可能エネルギーへのシフトは、産油ガス国にとっては将来の財政収入が危うくなることを意味しており、重大な関心事となっている。

中国やインドなどアジア地域の影に隠れがちであるが、莫大な額の石油収入を背景に、中東は世界の中でも高い経済成長率を示している地域である。豊かな化石燃料資源と、非OECD諸国で増え続けるエネルギー需要とから順調な成長をみせる中東であるが、不安な点が幾つかある。

1つは、地政学的不安定さである。ペルシャ湾周辺を舞台に数度に渡って繰り返されてきた紛争や、「アラブの春」と称される民主化運動のうねり、直近ではイランに対する制裁など、不安定な状態が今も続いている。こうした不安定さは民族や宗教の違い、貧富の格差などに起因しており、解決は容易でない。中東地域の政治、社会、経済の安定は、これらの国のエネルギー資源を安定的に開発し、そして輸出するための基礎的要件あり、石油・天然ガス供給の多くを依存する日本は、その動向を無視することができない。

2つ目の懸念材料は、経済成長にともなう急激な国内エネルギー需要の増加である。実際に、

UAEとクウェートは発電用の天然ガス供給が不足していることから輸入を行っている。国内消費の増加は、国によって資源の貯蔵状況が異なっており、また中東全体では十分な量の資源を有しているため即座に危機に結びつくことはないが、将来のエネルギー輸出に懸念をもたらすものであろう。日本を含む輸入国にとっては、貴重な輸入相手国を失うことになれば、エネルギー安全保障上の危機となり得る。また中東諸国にとっては、唯一の財政収入源が減少することを意味し、将来の成長に影響することが懸念される。

こうした事態を避けるためには、エネルギーの利用を効率化することで国内需要の伸びを極力抑制することが求められる。しかし、中東諸国のエネルギー価格は、国家の財産たる石油・天然ガスの輸出によって得た富を国民に配分するとの観点から、極めて低廉な水準に置かれており、省エネルギーを進めるための経済的な動機付けが難しい点が大きな課題である。

中東地域の国内エネルギー供給に目を向けると、その構造は国ごとの資源保有状況と、石油と天然ガスの国際市場における価格差を反映したものとなっている。言い換えると、自国に有する安価な資源を最大限に利用することと、国際市場でより高値が付く石油の輸出量を最大化することが供給構造を決める要素になっており、燃料の選択が可能な発電部門において国ごとの特長が見られる。例えばサウジアラビアは、石油が豊富な一方で天然ガスの貯蔵が少ないため、発電では天然ガスを優先的に利用して使いきり、不足する分を石油で発電することで、輸出用の石油を温存している。一方カタールは、天然ガスが非常に豊富なため発電は全て天然ガスによって行うことで、限られて石油資源の輸出量を最大化している。

ちなみに、発電設備は、他の地域ではあまりみられない形式が用いられている。中東、特にアラビア半島の国は砂漠に位置するため、淡水の確保が重要である。淡水は主に海水を蒸発させることで製造しているが、熱源に発電所の廃熱を利用することで総合エネルギー効率を高めている。このような発電と淡水製造設備が一体となったプラントが一般的に使われている点が特徴である。

7 石油

7.1 中国

中国は、米国に次ぐ世界第2位の石油消費大国であり、世界第4位の原油生産国である。中国の石油確認埋蔵量は1998年をピークに減少傾向を示しているが、陸上鉦区は成熟化しつつも、原油生産量は増進回収法(EOR)や海洋鉦区の探鉦推進によって緩やかであるが拡大している。しかし、経済成長に伴い石油需要は急増しているため、国内の石油需給の差は拡大し、石油輸入は近年著しく増加している。

中国の今後の石油需給を展望する上で、まず供給サイドで注目されるのが、中国の石油供給における分散化に向けた取組みである。中国の石油輸入における中東依存度は51% (2011年時点)と、日本と比較すると低く抑えられているものの、石油輸入量の半分以上が同地域の地政学的リスクに晒されている点では同じであり、原油調達先ならびに調達ルートが多様化が重視されている。そこで、中国が行っている原油調達多様化の一手段として挙げられるのが、国際石油パイプラインの敷設である。2006年に稼動を開始したカザフスタン～新疆原油パイプラインに加え、東シベリア産の原油を東アジアに輸送する太平洋パイプラインの中国大慶支線が、2010年末商業運転を開始した。さらに、マラッカ海峡を迂回すべく、ミャンマーから中国雲南省を結ぶ原油パイプラインは2013年までに建設される予定である。

また、豊富な資金力を有する中国国営石油企業が海外で活発に従事している資源の権益取得も、原油調達先の多様化を意図したものといえる。2011年、中国の国営石油企業は、海外の石油・ガス資産に180億ドルを投資し、利権原油生産量は2000年の140 kb/dから2010年には1.5 Mb/dへと10倍以上に拡大している。2012年7月、中国海洋石油総公司(CNOOC)が、カナダのエネルギー大手Nexen (カナダだけでなく米国やナイジェリアにも石油権益を保有)を151億ドルで買収するとしてしたニュースは記憶に新しく、この買収が成立すれば、中国企業による海外買収では過去最大の規模となる。

さらに、「Loan for oil」(中国政府の公的融資と産油国・中国の原油売買契約を組み合わせ、返済は中国への輸出代金で行われる)を通じた海外との連携強化は原油供給確保の一助となっている。中国は、「Loan for oil」契約をロシア、カザフスタン、ベネズエラ、ブラジル、エクアドル、ボリビア、アンゴラ、ガーナと締結している。これらの締結国はいずれも非中東産油国であり、中東依存度の低減が図られていることがわかる。

他方、需要サイドにおいては、国内の石油需要の増加に対応するため、国内における石油関連のインフラを整備し、エネルギーセキュリティの向上に努めている。この点では特に、製油所能力の拡大と国家備蓄基地の建設が注目される。まず、中国の精製能力は近年著しく増強されており、2011年末時点で、精製能力は10.8 Mb/dと世界の11.6%を占める規模である。

計画されている世界の精製能力の増強案件の中でも中国は群を抜いており、第12次5カ年規画(2011～2015年)では、期間中に新たに約1億t(約2 Mb/d)の石油精製能力拡充を完了することを掲げられているなど、今後も精製能力の増強が続くと考えられる。

戦略石油備蓄については、2003年より3期に分けて建設が進められている。最終的な目標は、2020年までに第3フェーズを完了させ、石油備蓄量5億bbl(約6,800万t、90日分の石油輸入量に相当)としている。これが達成されれば、世界2位の備蓄量となる。

このように中国は国内の石油需給のギャップを緩和すべく石油の確保に努めているが、2009年1月に導入された石油製品価格制度は、政府の統制下にあるため、石油需給が石油製品価格に必ずしも反映されないという問題を抱えている。中国では、国内・外への原油販売価格は国際価格とリンクする一方で、国内の石油製品販売価格は国家発展改革委員会が統制している。現行の石油製品価格制度の下では、22営業日連続して国際原油平均価格(Dubai: Brent: Cinta = 1: 1: 1)の変動幅が4%を超えた場合に、基準価格が見直されることになっている。この制度の下で市場の原油価格が反映されるようになったとはいえ、まだ政府の恣意的な判断で国内の製品価格が設定されるため、中国の石油製品市場に歪みをもたらしている点は否定できない。2011年はインフレ抑制が経済政策の最重要課題であったことから、原油価格が上昇しても国内の軽油やガソリンの値上げ幅は不十分で価格は低く抑えられ、石油企業の製油所の採算は悪化していったとされる。この価格制度について見直しが検討されていると報じられている。中国の石油製品価格制度がどのように是正されていくか、今後の動向に留意する必要がある。

7.2 インド

インドの石油の確認埋蔵量は、アジア・太平洋地域で中国に次いで2番目の規模であるが、国内の石油生産量はほぼフラットに近い状態で僅かに増加している。他方で、順調な経済成長及びインドの石油精製業の拡大が背景となり、石油の純輸入量は増加傾向にある。

このような状況の下、インドは国内の石油・天然ガス開発の促進をエネルギー政策の重要課題の1つとして取り上げている。国内の石油生産を推進するために、1997年より、新規探鉱ライセンス政策(New Exploration & Licensing Policy)を採用している。この政策によって、国営石油企業が独占していた石油・天然ガスの探鉱・開発を、民間に対して開放し、民間や外資による投資の導入を図っている。但し、これまでの入札ラウンド(2010年10月第9回を実施)では、外資企業の参入は政府の期待ほど進んでおらず、石油増産のためには投資環境の改善が必要とされている。

一方、インドの石油精製業は躍進しており、その精製能力は世界第5位の規模(2012年1月時点で4 Mb/d)を誇る。2000年以降、インドは石油製品の純輸出国へと転じており、民間企業 Relianceグループ及びEssar Oil Limitedによって活発な製品輸出が行われている。他方、国内の石油製品供給は、IOCを始めとする国営石油会社が主に行っているが、その背景には、イ

インドにおける石油製品の販売価格に対する規制、及び、燃料補助金問題、といったインドの石油政策上の長年の課題が関係している。

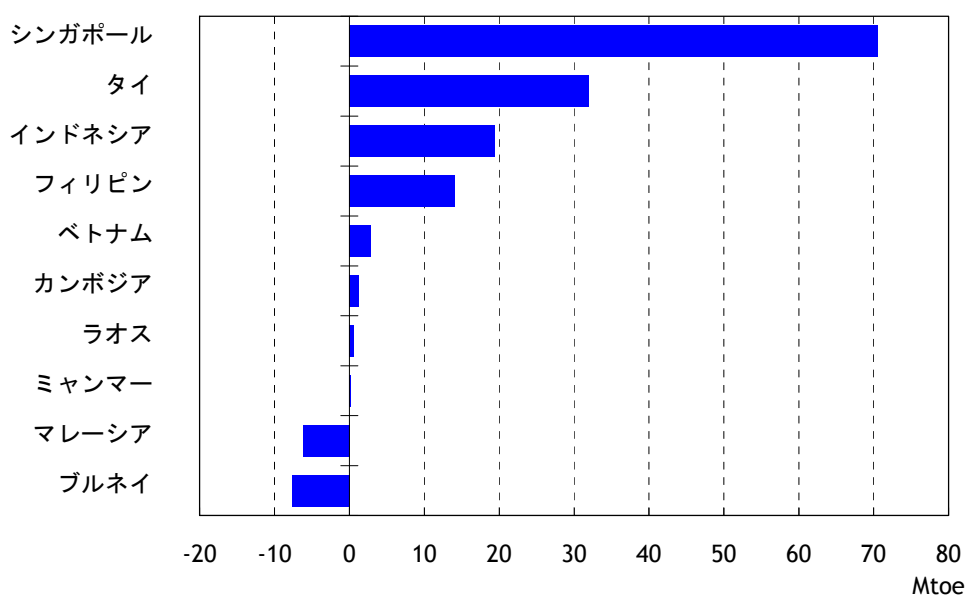
インドではかねてより、石油製品価格の自由化を試みてきたが、国民の反発が激しく、現時点では、国民(特に低所得者層)への影響が大きいとされる軽油、灯油、液化石油ガス(LPG)価格はまだ政府の統制下にあり、ガソリンのみが自由化(2010年6月実施)されている(ただし、ガソリン価格も引上げ前に政府の承認が必要)。従って、政府の管理下にある石油製品は安価な価格でしか販売することができず、国際価格と比較すると、軽油は20%、灯油は70%、LPGは50%低いとされている。国内市場に対し低く抑えられた価格での販売を強いられる小売企業は、費用回収不足に陥るため、政府が小売企業に対して補助金を交付する仕組みになっている。しかし、回収不足額を満たすには補助金は十分ではなく、石油企業の財務状況は採算割れになっており、国内市場を主とする国営石油企業は大きな損失を被る状況となっている。一方、民間石油企業は、海外市場では国内より高値で販売することが可能なため、石油製品輸出の拡大を図ることで稼働率の維持を収益の確保を図っている。

燃料補助金は政府の財政赤字を拡大させる主要な要因となっており、財政赤字を削減するために、補助金削減は喫緊の課題である。2011年度の燃料補助金は、ルピー安と原油高が響き、2010年度比で8割増え、2011年度の財政赤字は国内総生産比率の5.9%に達した。財政悪化は、海外直接投資に影響する国の格付けにも関係し、インドの長期格付け見通しは、2012年4月に「安定的」から「ネガティブ」に引き下げられ、財政悪化懸念が払拭されなければ「投資適格級」も危うい状況となった。2012年9月13日、インドは、ようやく軽油価格を5ルピー(約0.09ドル)/ℓ、約14%引き上げに踏み切った。この引き上げは、2012-13年度の補助金額の11%の削減にしかないが、政策の方向性は正しいとされている。以上、石油製品価格と燃料補助金は、今後インドの石油需要を大きく左右する要因になると考えられる。

7.3 ASEAN

東南アジア諸国の中には、シンガポールのように国内に賦存する資源が乏しくエネルギー輸入依存度の高い国がある一方で、ブルネイやインドネシアのように資源が豊富な国も存在する。2010年時点における石油純輸出国は、ブルネイとマレーシアのみで、その他は石油純輸入国となっている(図7-1)。インドネシアでは、原油・天然ガス生産量が低迷する一方で、国内のエネルギー需要が増加を続けており、今後の資源輸出をどのように扱っていくかが重要な課題となっている。また、現在、石油純輸出国であるマレーシアでも可採年数が低下傾向を辿っており、純輸入国に転じる可能性が出ている。ベトナムは原油の輸出を行っているが、2009年からDung Quat製油所が稼働開始したことから、国内での原油精製が可能となったため、輸出に向ける原油は減少傾向にあるとされている。

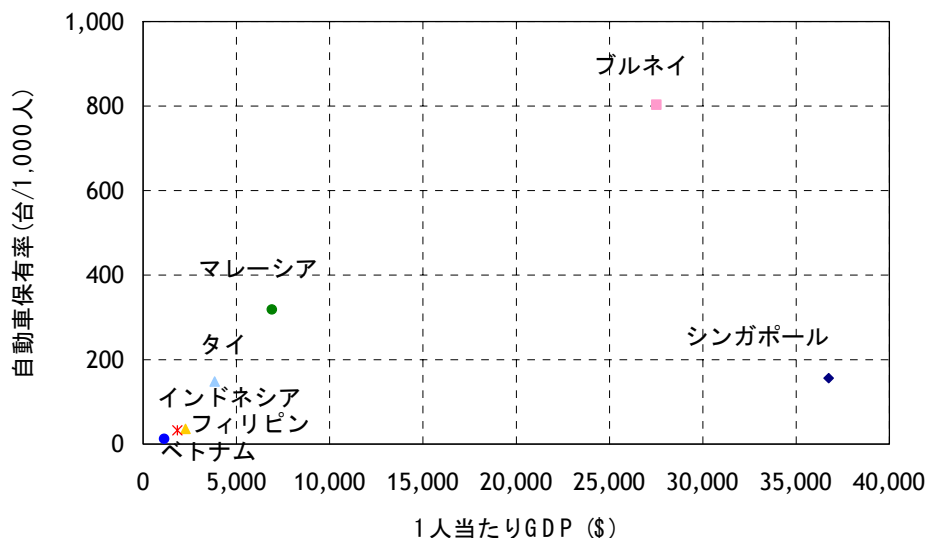
図7-1 ASEAN諸国の石油純輸入量(2010年)



(出所) IEA, Lao PDR Ministry of Mines and Energy

東南アジア諸国では、OECD諸国よりも高い経済成長率が期待され、モータリゼーションの進展による運輸部門の石油需要が増加する可能性は高い。図7-2は東南アジアの主要な国における2009年の1,000人当たりの自動車保有台数と1人当たりGDPの相関関係を示したものである。所得と自動車保有台数には正の相関関係があると考えられるため、左下にプロットされているベトナム、フィリピン、インドネシアは、今後、タイやマレーシアのように所得の向上に伴い自動車保有台数も増加していくことが考えられる。このようなモータリゼーションは、結果的に運輸部門のガソリンや軽油の需要を押し上げることとなる。例外的に、シンガポールは、1人当たりGDPが高くても、自動車保有台数が低い位置にある。これは、同国が石油需要を抑制するため、自動車購入価格を設定し保有台数を抑制し、かつ自動車の利用自体を抑制するために市街地への乗り入れを規制する自動通行料課金システム(Electric Road Price)を導入していることに起因している。

図7-2 ASEAN主要国のモータリゼーション比較(2009年)



(出所) EDMC「エネルギー・経済統計要覧」

東南アジア諸国においても、インドと同じく、燃料補助金が国の財政を圧迫し、深刻な問題となっている。例えば、インドネシアでは、日常生活用を中心とした特定用途の石油製品(家庭用灯油、輸送用ガソリンや軽油等)に対し補助金が支給されている。しかし、原油高騰により燃料補助金が国の予算を圧迫したため、インドネシア政府は小売価格の値上げや補助金の削減・廃止を検討したが、国民の強固な反対にあい、実施には至らなかった。そのため、2012年6月、インドネシアは、赤字財政を軽減するために、代替案として国家エネルギー・セービング計画という政策を開始し、石油需要の抑制に努めている。マレーシアでは、石油製品価格の約3割(2012年時点)を補助金が占めている。エネルギー市場改革の一環として、エネルギー補助金を段階的に廃止することが検討されている。

7.4 中東

今後の中東地域における石油需給を展望する上で、最も注目すべきはサウジアラビアからの輸出可能能力(生産能力と国内需要の差異)の行方である。今後、世界の石油需要が堅調に増加していくことが確実視される中、世界最大の生産量を誇り、埋蔵量でも世界第二位の座にあるサウジアラビアにおいて需要のペースに見合った形でその生産能力も伸びていくかどうかは、今後の世界の石油需給を展望する上でも非常に重要度が高いポイントである。サウジアラビアはその豊富な余剰生産能力を活用することで、最近でも2011年のリビア内戦に伴う供給途絶や、2012年に入ってからからのイラン原油の輸出減少に対し、タイムリーに増産をすることで国際石油市場の安定化に大きく貢献をしてきた。但し今後は、第一部において見たように、サウジアラビア国内における石油需要が急速に伸びてきていることから、単純なサウジアラビアの生産能力ではなく、輸出可能能力がより重要な指標となってくる。仮に生産

能力の増強が順調に進んだとしても、それを上回るペースで国内需要が伸びれば、国際石油市場に対する供給量は減少するからである。このような状況下、サウジアラビアでは国産ガスの増産を通して、特に発電用の石油を輸出向けに振り向けるのと併せて、省エネルギーの推進にも関心が集まるようになってきている。今後のサウジアラビアの輸出可能能力は、新規の増産案件だけではなく、このような需要サイドでの取組も重みを持つてくる。

次に重要なのが、イランをめぐる国際政治情勢とその石油生産量である。イランが進める核開発計画に対し、2011年の年末から2012年の年央にかけて強化された米国とEUによる経済制裁によってイランからの石油輸出は大きなダメージを受けている。2011年実績で2.5 Mb/d あった輸出量は、2012年7月には1 Mb/d以上、減少したとの報道がある。イランはこのような制裁強化に対しても、その核開発計画を中断する姿勢を見せていないことから、このイランに対する制裁は今後さらに強化される可能性があり、その石油輸出にも当然のことながら影響が出てくることとなろう。イランの油田は比較的古い油田が大きいことから、このような輸出の減少にともなう生産調整を行うと、油田そのものの回収可能量が減ってしまうという可能性が指摘されており、一連の制裁強化は、イランの短期的な生産量だけではなく中長期的な油田の生産能力にも悪影響を及ぼすものと見られている。また一部で指摘されているイスラエルによるイランに対する軍事攻撃の可能性や、イランによるホルムズ海峡の航行への威嚇行為などがあれば、17 Mb/d以上の石油貿易が滞ることとなり、世界の石油需給にも甚大な影響が及ぶだろう。今後もさらに緊張の度合いを高めるであろうイラン情勢は、今後の石油需給のあり方をも大きく左右する要因となりうる。

3つ目に注目すべきはイラクからの生産見通しである。1980年にイラン・イラク戦争が勃発して以降、これまでイラクの生産量が3 Mb/dを超えることは殆どなかった。しかし、2003年のイラク戦争を経て、新生イラクの下で進められている新規の増産案件が着々と生産量を高めており、2012年には、実に30年ぶりにイラクの生産量が3 Mb/dを超え、イラクは経済制裁下で生産量を落としているイランに代わってOPEC第二の産油国の座に躍り出た。一連の外資による増産案系を合計すると、今後さらに9 Mb/d近くの増産がなされる計算となるが、イラク政府自身が認めているように、全ての案件が実現する可能性は低い。また、今後の生産量の引き上げを図る上では、油田への圧入用の水の確保や輸出インフラの整備など多くの課題が残されているのも事実である。OPECがイラクに対し、改めて生産枠を設定するシナリオも考えられよう。とはいえ、イラクが今後の世界の石油供給においてその存在感を高めていくことは確実であり、その増産規模の度合いも、今後の石油需給を考える上では、不可欠な要因であり続けることは間違いない。

8 天然ガス

8.1 中国

需給

エネルギー消費の急増に伴って、天然ガスの需要も大きく伸びており、主に民生部門、石化原料用途、産業部門で利用されている。また急増する需要に応えるため、2006年より広東省でLNG輸入を、2009年より新疆ウイグル自治区でパイプラインガス輸入を開始した。今後需要と国内生産のギャップは拡大すると見られており、この需給ギャップに対応すべく、LNG受入やパイプラインによるガス輸入、非在来型ガス開発に注力している。また、ガス輸入拡大や非在来型ガス開発の実現に向けては国内ガス価格改革が不可欠で、実際ゆっくりながらも着手されており、その動向が注目される。

事業構造・主要企業(国営企業)

天然ガスの開発及び生産はほとんどが3大石油企業によって行われている他、天然ガスの輸送についても、CNPC (PetroChina)が陸上パイプラインの大部分を、CNOOCが全ての海洋パイプラインを、Sinopecが自社ガス田周辺のパイプラインを所有している。

非在来型ガス開発

コールベッドメタン(CBM)の生産は2004年から試験生産が開始されており、生産拡大に向けて民間企業から投資を呼び込む計画である。シェールガスは、資源分布や中国に適した開発手法を検討している初期の段階であるが、資源的優位性を持つ重慶を中心に開発が進められる模様。ただし、中央政府の野心的な非在来型ガスの開発目標に対しては、その実現性に疑いがもたれている。

国内パイプライン

CNPCのパイプライン総延長は2010年末で3.3万kmと全国の約8割を占めている。全国的に急ピッチでパイプライン整備が進んでおり、2010年には四川省と上海を結ぶ川気東輸が、2011年には陝西省と北京を結ぶ陝京第3パイプライン、新疆ウイグル自治区から広東省を結ぶ第2西気東輸がそれぞれ稼働を開始している。

LNG輸入

LNG輸入は広東省(深圳)、福建省、上海(洋山及び五号洶)、江蘇省、遼寧省の6つのLNG受入基地で行われている。2012年9月には浙江省寧波の基地が試運転カーゴを受け入れ稼働した。2013年には河北省、山東省、広東省(珠海)、天津の4つの運開計画を始めとして、多数の受入基地計画が存在する。

パイプラインガス輸入

パイプライン輸入は、2009年に稼働した中央アジア-中国ガスパイプラインで行われている。

また2013年にはミャンマーと中国間のパイプラインが完成予定となっている。その他、ロシアからのパイプライン計画もあるが、価格やルートの問題で交渉が難航している。

8.2 インド

需給

天然ガスの需要は、発電用を中心として急増しており、国内生産では需要を賄えず、供給不足が深刻になっている。供給不足を解消するため、インド政府は、国内での天然ガス田の開発プロジェクトや、海外からの天然ガスの輸入プロジェクトを進めている。また、近年発見されたKrishna Godavari D6鉦区ガス田(KG-D6)からの生産が供給不足解消の切り札となると見なされていたが、結局期待外れに終り、一挙にLNG輸入基地計画が加速している。

主要企業(国営・民間企業)

ガス産業においては、石油・天然ガス省の傘下で、多数の国営企業が活動している。なかでも、国内上流事業で独占的なシェアを持つONGC、上流企業のOIL (Oil India Ltd.)、下流事業を行うGAILやIOC (Indian Oil Corporation)が、代表的な国営企業である。その他、LNG輸入業務に特化した事業者として、国営企業が中心となりPetronet LNGを設立している。民間企業では、Reliance Industriesが最大の事業者である。また、ガス販売で最大手のGAILは、昨今LNG調達やインフラ整備で活発化している。

事業構造

探鉱・開発及び生産といった上流事業は、従来ONGC、OILの2社が独占してきた。しかし、1997年に導入されたNELP (New Exploration & Licensing Policy)によって民間企業や外資企業にも鉦区が開放され、2010/11年度(2010年4月～2011年3月)の生産量の約51%が民間企業や外資企業との共同企業体(JV)によって行われるようになってきている。

非在来型ガス開発

CBMは、2001年より鉦区入札が行われ、2007年より民間企業によって商用生産が実施されている。シェールガスは、開発に向けた政策を策定しており、少なくとも2013年末頃には取りまとめられる模様。そのため、初のシェールガス鉦区入札も2013年末にずれ込むとみられる。

LNG輸入

インドのLNG輸入では、2004年にDahej基地が、2005年にはHazira基地が運開した。また、2012年末までにRatnagiri (旧Dabhol)、Kochiの2つの受入基地が運開予定。その他、多数の受入基地計画も存在し、多くは当初計画から遅延しているものの、この1年で計画実現に向けた動きが加速している。

パイプラインガス輸入

パイプラインガス輸入プロジェクトは複数計画 (Iran-Pakistan-India (IPI)、

Turkmenistan–Afghanistan–Pakistan–India (TAPI)されているが、いずれも具体的な供給契約の締結やパイプライン建設が開始されたものはない。

8.3 ASEAN

需給

東南アジアは天然ガス資源の豊富な地域である。なかでもインドネシア、マレーシア、ブルネイは長年LNG生産を行っており、主に、北東アジア向けにLNGを供給してきた。また、LNG液化基地は4か所のうち、3か所はボルネオ島(カリマンタン島)に存在する。しかし近年、東南アジア地域の経済発展に伴い各国内の天然ガス需要が急増している。需要の急増に対応するため、各国は天然ガス増産やパイプラインによるガス輸入を増やす等の対応を行っている。さらに、LNG受入基地を建設し、天然ガスの輸入プロジェクトを進める国も出現しており、同地域では今後、より一層の天然ガス利用拡大が見込まれる。

主要企業(国有企業・民間企業)

1960年代以降、国際企業により天然ガス開発が進められる一方で、国有企業が次第に力をつけてきた。代表的な企業は、インドネシア–Pertamina、マレーシア–Petronas、ブルネイ–Petroleum Brunei、タイ–PTT、ベトナム–Petro Vietnam等である。特に、Petronasはカナダのシェールガス資産、PTTはモザンビークの天然ガス資産を買収するなど、積極的に海外資産獲得に進出している。しかし、今後も非在来型資源開発等には引き続き国際企業のノウハウ・技術が必要であり、持続的に開発を進められる協力関係が必要である。

事業構造

探鉱・開発及び生産といった上流事業は、主に生産分与契約(PSC)方式により行われることが多い。マレーシア、ブルネイでは、石油・天然ガスの開発・生産を行う場合、国有企業とPSC締結が必要となる。インドネシアも以前は国有企業がPSC契約を行っていたが、2001年の法律改正により、政府機関であるBPMIGASとのPSC契約に変更されている。また、ガス輸送・配給などの下流事業についても、国有企業の子会社などが行う場合が多い。

LNG輸入

2011年にタイのMap Ta Phutで東南アジア初のLNG受入基地が稼働している。さらに、マレーシアは2012年末稼働を目指し、Melaka LNG受入基地を建設中である。同国はLNG生産・輸出を維持しつつ、マレー半島側のガス不足にはLNG輸入による対応を図る方針であり、他にも複数のLNG受入基地計画を持つ。さらに2013年の稼働を目指し、シンガポールでもLNG基地が建設中である。そのほか、フィリピン、ベトナムでも建設計画がある。また、国内生産のLNG利用ながら、インドネシアでも2012年5月にLNG受入基地が稼働しており、同国では他にも複数の計画がある。

パイプラインガス輸入

マレーシアとシンガポールは、パイプラインを通じてインドネシアから天然ガスを輸入している。さらに、シンガポールは、マレー半島のPGUパイプラインを通じてマレーシアから

も天然ガスを輸入している。また、タイはパイプラインを通じてミャンマーから天然ガスを輸入している。ミャンマーは、中国へガス輸出を2013年に予定しており、昆明市までのパイプラインを建設中である。

8.4 中東

オマーン

産業の多角化を目指しているオマーンにとって、天然ガス開発は最も重要な課題のひとつである。国内における天然ガスの利用促進により、国内の石油消費量を抑制して輸出用の石油を確保するとともに、天然ガスの輸出を促進することによって、オマーンの総輸出収入の増加を図ることを意図しており、SurでのLNGプロジェクトや国内パイプラインの整備が進められてきた。

近年、国内の発電・造水プラントやエネルギー集約型産業(石油化学、肥料など)におけるガス需要が増加しており、天然ガスの必要性がより高まっている。

オマーンの天然ガスの確認埋蔵量は610 Bcm (2011年初)とされるが、政府は埋蔵量が1,100～1,400 Bcmに増加するまで、天然ガスの探鉱活動の強化を目指している。

UAE

UAEにおける石油・天然ガス埋蔵量の9割以上が存在するアブダビでは、石油生産がOPEC生産枠によって制限されている。このため、石油の国内消費を減らし、輸出を最大化する目的から国内での天然ガス利用が推進されている。天然ガス資源は全てアブダビ政府が所有しており、ADNOC (Abu Dhabi National Oil Company)が政府を代表して開発を行っている。ADNOCが策定した国内向け天然ガス戦略としては、発電・淡水化プラント・石油化学産業用・油田への再圧入のための需要を優先し、そのための国内天然ガス開発を推進するものである。

近年、UAEでは油田への再圧入の増加、エネルギー集約型産業(鉄鋼業、アルミニウム、石油化学など)の発展、造水プラントの増加によってガス需要が急増しており、天然ガス輸入の必要性が高まっている。こうした要因から、2007年にはドルフィン・プロジェクトによるカタール産パイプラインガス、2010年にはLNGの輸入が開始されている。

カタール

カタールはロシア・イランに次ぐ世界第3位の天然ガス確認埋蔵量を有し、その大部分は世界最大の構造性ガス田5あるNorth Fieldガス田が占める。1971年に発見された同ガス田は、1980年代半ばにカタール政府が石油開発からガス開発に重点を移す政策転換をしたことにより、その開発が始まった。カタール政府はNorth Fieldガス田の開発を3段階に分け、国内需要向け生産を第1フェーズ、湾岸諸国へのパイプライン輸出を第2フェーズ、LNGでの輸出を第3フェーズと位置づけ、今日まで同国の天然ガス産業の発展を実現してきた。

カタールの天然ガス政策は、自国の豊富な天然ガス資源を事業化することが基本にあり、天然ガスプロジェクト推進のために、国際石油・ガス会社の資本参加を積極的に受け入れている。また、世界のLNG市場におけるシェア拡大のため、ガスの生産から販売までのサプライチェーンの強化が重視されており、LNG受入基地建設への事業参加等を進めている。液化プラント、LNGタンカーについては大型化を図り、スケールメリットを追求している。

カタール政府は、前述のカタール～UAE間の海底パイプライン(ドルフィン・プロジェクト)も全面的にバックアップしている。また、カタールは軽油市場の成長を睨み、軽油の代替製品となりうるGas To Liquid (GTL)の産業育成をガス商品の多角化戦略として位置づけている。

9 石炭

9.1 中国

中国は、世界最大の石炭生産・消費国であり、中国統計局によれば、2011年の原炭生産量は35.2億tで、輸入量は1億8,240万t、輸出量は1,466万tと報告されている。世界エネルギー会議(World Energy Council: WEC)の報告では、石炭可採埋蔵量は1,145億t、可採年数は41年となっている。しかし、WECが報告する中国の可採埋蔵量は1990年初めから同じ数値となっており、実際には石炭探査が進んでいる。中国は2010年末の確定埋蔵量が1兆3,412億t (2005年比で3,000億t増加)と報告している。

石炭は、中国の基幹エネルギーであり、2011年において一次エネルギー消費の約7割を占めている。今後、石炭シェアは縮小するが、基幹エネルギーであることには変わりがなく、石炭需要はエネルギー需要の拡大に伴い増加することが見込まれている。

2011年9月5日に開催された「2011年中国クリーン燃料サミットフォーラム」において、国務院参事(国家エネルギー専門家諮問委員会主任でもある)である徐錠明は、「一次エネルギー総消費量を4,000 Mtceに抑制する。うち石炭の総消費量を40億t前後に、純輸入量を2億tに抑制する」と第12次5カ年規画の主要エネルギー発展目標を明らかにした。また、2012年3月22日に発表された「石炭工業発展第12次5カ年規画」(以下石炭12.5規画)では、2015年の石炭生産能力を41億tとし、生産量を約39億t(第11.5規画期間最終年である2010年の生産量は32.4億t)としている。数値をみると、生産量、消費量、輸入量が合わないところがあるが、2015年の石炭消費量は40億tを超えると思われる。

世界の石炭消費量の約半分を消費する中国では、今後も需要の増加に伴い輸入量が増加することが予想されるが、石炭需要の大半は国内生産で賄わなければならない。そのために中国は、生産の拡大と効率化を図る一方で、環境に考慮し、安定した生産を行かなければならない。

まず、生産体制であるが、石炭企業の競争力強化を図るために、中国は年産120万t以上の大型炭鉱の建設と近代化技術の導入による生産性の向上を進めている。2010年では、大型炭鉱が661か所で、全国の生産量の58%を占め、そのうち1,000万t級の炭鉱は40か所であった。2015年には生産能力41億tに対して大型炭鉱の生産能力を26億tに拡大する目標を掲げている。また、中国は効率的な生産と輸送のために14の大型石炭基地を設けている。2010年の大型基地での生産量は28億tに達し、全国の生産量の87%を占めた。

石炭輸送問題は、中国の主要石炭生産地と消費地が離れていることから石炭供給におけるボトルネックとなっている。中国ではこれまでも、電化や複線化など既設路線の能力増強、新線の建設、石炭専用路線の建設など輸送能力の強化を進めてきた。石炭12.5規画では2015

年の鉄道輸送需要を26億tと見ており、輸送能力を28億～30億tに増強し、北部港湾の積出能力を予想積出量7.5億tに対して8億tに強化するとしている。

中国では石炭ガス事故を始め炭鉱事故が多い。このため安全生産への取組みが進められている。2010年の炭鉱事故による死亡者数は2,433人(2005年比で59%減少)で、百万t当たりの死亡率は2.81から0.749下がった。石炭12.5規格では2015年の死亡者数を対2010年比で12.5%削減することを目標としているが、2011年の死亡者数は1,973人まで減少し、既にクリアした。更なる削減を目指すことになる。

中国は、2009年の輸入量が1億3,188万tと対前年で8,825万t増加し、一気に石炭の純輸入国となった。この輸入の急増は、リーマンショック後にヨーロッパや我が国など先進国を中心に石炭輸入量が減少し、市場に余った石炭を中国が購入できたことが背景の1つにある。その後も中国は国内の需要拡大に伴い輸入量を増加させており、冒頭述べたように2011年の輸入量は1億8,240万tまで増加し、我が国を抜いて世界最大の石炭輸入国となった。今後も輸入量の増加が見込まれるが、以下の点に留意して、今後の動向を見ていく必要があると思われる。

まず、月別の輸入量を見ると、中国の国内炭価格とアジア市場価格の変動により変化していることが読み取れる。すなわち、アジア市場価格が国内炭価格より安い場合は輸入量が増え、高い場合は輸入量が減少する。この傾向は一般炭、原料炭ともに見られる。一般炭の輸入は中国の石炭供給地域から距離のある広東省をはじめとする東南沿海地域で多く、中国はここ数年、総消費量の5%程度を輸入に頼っている。今後、一般炭輸入量は、埋蔵量と生産能力増強状況からみて、2009年に見たように極端に輸入が増加するとは考えにくく、国内需要の拡大に伴い現状程度の割合で増加するのではないだろうか。現状で最大の輸入国はインドネシアであるが、同国の輸出量は国内需要の拡大に伴い頭打ちなると見込まれていることから、豪州からの輸入、また米国やロシアからの輸入が増えると思われる。

一方、原料炭の輸入は、中国の鉄鋼生産量が頭打ちになると見込まれ、需要量は省エネルギー等も考慮すると減少すると考えられる。ただし、中国が原料炭を希少資源と位置付けていること、隣国モンゴルで原料炭開発が進められていることを考えると、豪州等からの原料炭輸入は減少する一方で、モンゴルからの輸入は増加し、中国全体の輸入量は増加すると思われる。

いずれにしても、中国の石炭消費量は一般炭、原料炭ともに世界の石炭消費量の半分以上を占めており、今後も増加するであろう。中国の動向は一般炭、原料炭ともに石炭市場に大きなインパクト与えることに変わりがなく、定点観測をしていく必要がある。

9.2 インド

インドは、中国、米国に次ぐ、世界第3位の石炭消費・生産国で、2008年末の石炭可採埋蔵量は606億t(うち無煙炭を含む瀝青炭が561億t、褐炭が45億t)、可採年数は117年であると報告

されている(WEC報告)。一方、インド石炭省は、2011年4月1日時点の石炭確認埋蔵量(褐炭を除く)を1,140億tと報告している。

自国に豊富な石炭資源を有するインドでは、石炭は基幹エネルギーであり、IEAのCoal Informationによれば、一次エネルギー供給量の4割以上、発電電力量の7割弱を石炭で賄っている。しかし、石炭に含有する灰分が40%以上と高く品質が悪いこと、生産性が悪いこと、環境制約などから、石炭生産が消費に追いついておらず、2011年の石炭生産量は5.86億t、石炭消費量は6.87億tで、1億570万tを輸入に頼っている。石炭消費量のうち7割強が発電用燃料として利用され、1割弱が鉄鋼生産用原料、残りが一般産業等での消費となっている。2011年秋には8月、9月の降雨量が多く、また雨季明けが遅れたことから発電用の石炭供給が滞り、デリーやムンバイなど大都市をはじめ各地で一日数時間に及ぶ負荷制限が実施された。主な要因は雨であったが、根本的な問題として鉄道輸送能力問題や貯炭量の確保などの石炭調達の不備が指摘されている。

インドの石炭生産は、CIL (Coal India Limited)やSCCL (Singareni Collieries Company Limited)などの公営企業とCaptive Mine (自家消費もしくは特定の使用者が決まっている炭鉱、特定業種(電力・鉄鋼・セメント)に対してのみ認められている)で行なわれている。瀝青炭の生産ではCILが生産量の8割強を、SCCLが1割弱を生産し、残りをその他の公営企業と私企業(Captive Mine)が生産している。褐炭生産は公営企業のNLC (Neyveli Lignite Corporation Limited)が約65%を占め、残りをその他公営企業と私企業(Captive Mine)が生産している。CILがインドの石炭生産で大きな役割を果たしているが、十分な生産が行えないのが現状である。

インドでは、電力不足の解消と今後の経済成長に伴う電力需要の増加に対処するために、石炭火力発電所建設が急がれている。2012年4月からの第12次5カ年計画(12.5計画)期間では、新たに9,550万kWの設備を増強する計画で、うち石炭火力を6,270万kWとしている。13.5計画期間では9,340万kWの計画で、うち火力を6,340万kWとしている。

インドでは4,000MW級(800 MW × 5基)の石炭発電所を建設するUMPP (Ultra Mega Power Plan)が進められている。本計画では当初9地点が挙げられていたが、現在では16地点に拡大している。

インドでは今後、発電用需要を中心にセメント等で一般炭が増加するほか、鉄鋼生産用の原料炭も増加する。12.5計画によれば、石炭需要は12.5計画期間終年度の2016-17年度で9.81億t (うち発電用が7.38億t)、13.5計画期間最終年度の2021-22年度で13.73億t (うち発電用が10.17億t)と予想されている。一方で、生産量は2016-17年度で7.95億t、2021-22年度で9.5億tと予想され、需要と生産のギャップを輸入に頼ることになる。ギャップは2016-17年度で1.86億t、2021-22年度で4.23億tとなる。しかし、計画通り需要が増加するか、特に石炭火力建設が計画通り進むかが、今後の輸入量に大きく影響してくる。また、インド国内炭は高灰分のため発熱量が低く、国内炭の代替とする場合はその数量が少なくて済むことから、このギャップがそのまま輸入量にならない。沿海に立地するUMPPは海外炭専焼であるが、多くの発電

所は国内炭との混炭となる。

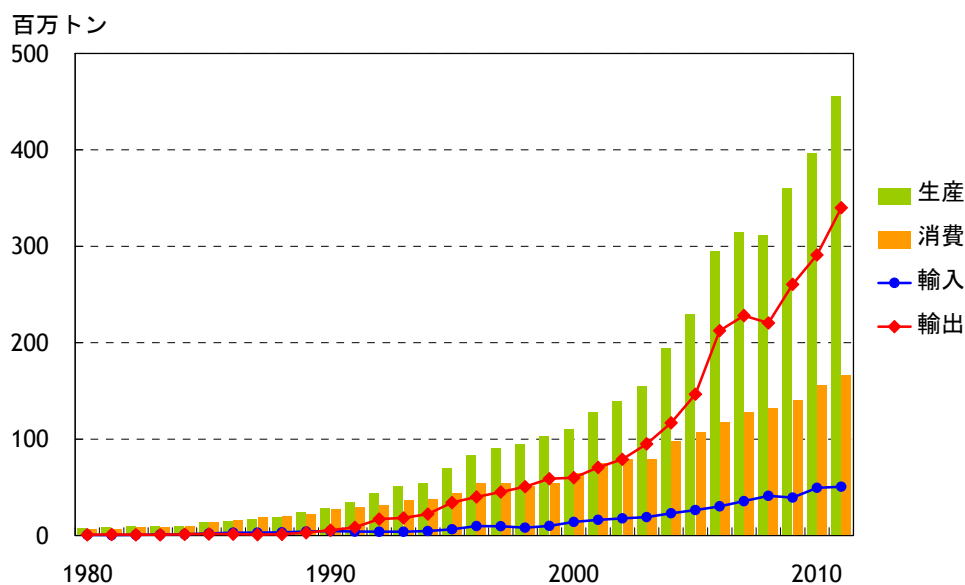
いずれにしても、インドの石炭輸入は増加が見込まれ、2020年代には中国を抜いて世界最大の石炭輸入国になることが考えられる。

前述したとおり、インドの石炭は灰分が40%以上と多く、発熱量も低い。インドはこの石炭を利用しているが、輸送負荷を低減するため、山元から1,000 km以上輸送する場合は灰分34%以下の精炭(選炭された石炭)もしくは同レベルに混炭した石炭を利用するように取り決められている。この輸送距離を500 kmに短縮する案も出ている。このため、選炭工場建設を進めているが、インドの石炭は選炭しにくい石炭であるためインド炭にあった選炭技術の開発・導入も同時に進められている。また、インドには南部のTamil Nadu州、西北部のRajasthan州、Gujarat州に褐炭が多く賦存し、この褐炭は2011年には4,100万tが生産され、発電用と一部セメント等で消費されている。

9.3 ASEAN

ASEAN全体で見れば、2011年に豪州を抜いて世界最大の石炭輸出国となったインドネシアが含まれることから、同地域は石炭供給地域となっている。2011年の生産量は4.56億t、消費量は1.66億t、輸出力は3.40億t、輸入量は5,100万tであった。以下に各国の石炭事情について概説する。

図9-1 ASEANの石炭需給



(注) 2011年は見込み、国内消費量=国内生産量+輸入量-輸出力+在庫変動

(出所) IEA, Coal Information 2012

表9-1 ASEANの石炭需給(2011年)

(カトン)

	インドネシア	ベトナム	フィリピン	マレーシア	タイ	ミャンマー	ラオス	カンボジア
生産量	37,620	4,452	944	284	2,114	142	n.a.	0
輸入量	6	147	1,117	2,149	1,643	1	n.a.	4
輸出量	30,948	2,443	582	31	0	0	n.a.	0
消費量	6,678	2,157	1,479	2,402	3,756	142	n.a.	4

(注)数値は見込み値。国内消費量=国内生産量+輸入量-輸出量+在庫変動。シンガポール、ブルネイでは石炭は利用されていない。ラオスはIEAにデータがない。

(出所) IEA, Coal Information 2012

インドネシア

世界最大の石炭輸出国である。石炭可採埋蔵量は55.29億tで、うち無煙炭を含む瀝青炭が15.20億t、亜瀝青炭は29.04億t、褐炭が11.05億tと報告されており、発熱量の低い亜瀝青炭と褐炭の埋蔵量が多い(WECの報告)。一方、インドネシアの地質局は2011年の石炭資源量を1,613.4億t、埋蔵量を281.7億tと公表している。インドネシアの本格的な石炭開発は、1980年代前半に外資により始まり、1989年から生産・輸出が開始された。輸出量は2000年代に入り急増し、2011年には3億950万tに達した。

インドネシアでは、電力需要の拡大に伴い石炭火力発電所の計画が進められており、石炭需要が増加する。2009年1月に公布された新鉱業法(法2009年第4号)の内容を受けて国内供給を優先する国内石炭供給義務(DMO: Domestic Market Obligation)に関する鉱業大臣令が2010年4月に交付され、生産者に国内供給量を義務付けている。また、インドネシアはインド、中国、韓国などに低品位炭(亜瀝青炭や褐炭)を輸出しているが、2014年から5,600 kcal/kg以下の石炭の輸出を禁止することを検討している。生産者、輸入国が反対をしており、この輸出制限策の施行については今後の動きを見る必要がある。

今後の石炭輸出の見通しについては、国内需要が増加することから2015年前後で頭打ちとなると報告されている。しかし、石炭火力の運開が遅れている一方で生産は増加しており、輸出の増加が続いている状況をから、今後しばらくはこの状況が続くではないかと思われる。生産者は価格次第で輸出需要に合わせた生産を行うと思われる一方、国内需要すなわち電源開発が計画通りに進むか否かにより輸出が頭打ちになる時期が遅くなると思われる。

ベトナム

ベトナムは無煙炭の輸出国で、2011年には2,440万tの無煙炭を輸出した。ベトナムの石炭可採埋蔵量は1.5億tと報告されている(WEC報告)。一方、VINACOMIN (VietNam National Coal, Mineral Industries Holding Corporation)は、2011年1月現在の埋蔵量が487億t、うち確定及び推定埋蔵量が27.5億tと報告している。石炭はベトナム北部に多くが賦存し、南部には少ない。

今後、発電用石炭需要が増加し、無煙炭の輸出量は減少する一方で、一般炭の輸入量が拡

大することが見込まれている。2012年9月のクリーン・コール・デー石炭国際会議において、ベトナムの生産量は、2015年で5,500万t、2020年で6,000万t、2025年で6,500～7,000万t、2030年で6,500～7,500万tと計画されているが、石炭火力発電所の運開が「The Power Master Plan VII」の通りに進めば、ベトナム南部地域での発電用の石炭輸入量は2015年で300～600万t、2020年で2,100～3,500万tになると報告されている。

ベトナムでは輸出炭に対して2007年から輸出税がかけられており、需給状況に応じて税率を上げ下げしている。現在、輸出税は20%であるが、輸出価格が下落していることに加え、国内の電力向け価格が生産コストを大きく下回っていることからVINACOMINは輸出税を10%に下げることが首相に対し要請している。

タイ、フィリピン、マレーシア

タイには可採埋蔵量12.4億tの褐炭があり(WEC報告)、国内で生産される褐炭のその殆どが Mae Moh 褐炭火力発電所で消費されている。石炭は発電用として消費される他、セメント等の産業で消費されており、不足する石炭はインドネシアなどから輸入されている。

タイでは今後、埋蔵量が枯渇しつつあることから石炭生産は減少する一方で、増加が見込まれる石炭需要は輸入炭で賄われることになる。2012年6月に発表された電源開発計画(PDP2010: Revision 3)では、2012年から2030年までに石炭火力4,400 MWを計画している。タイでは環境問題から石炭火力建設への反対意識が強く、2010年4月に発表されたPDP2010では2030年までに8,400 MWの石炭火力が計画されていたが、改訂版では4,400 MWと4,000 MW少なくなっている。これら新規石炭火力は全て輸入炭火力となる計画である。

フィリピンには3.16億tの可採埋蔵量があり、生産された石炭の一部は輸出される一方で、不足分は輸入されており、ネットで輸入国となっている。石炭は発電用燃料として利用(全体の4分の3程度)するほか、セメントなどの一般産業で消費されている。建設が計画されている石炭火力発電所は小中規模のものが多く(500 MW × 1基、400 MW × 1基以外は50～300 MW × 10基を計画)、これら発電所を炭鉱近くに建設して発熱量の低い低品位の国産石炭と高品位の輸入炭をブレンドする計画が報告されている(APEC石炭セミナーでの報告)。

マレーシアでは、サラワク州で年間数百万tの石炭が生産されているに過ぎず、2011年では2,000万tを超える石炭が輸入されている。電力用石炭の安定供給のために長期契約と供給国の分散を図っている。マレーシアには2011年12月現在7,680 MW(マレー半島に4か所7,200MW、サラワク州に2か所480MW)あり、年間2,000万tの石炭が輸入されている。今後の計画では2015年、2016年にそれぞれ1,000 MWの超々臨界圧(USC: Ultra Supercritical)石炭火力の建設が計画されている。

ラオス、ミャンマー

ラオスの石炭可採埋蔵量は5.0億t (その殆どが褐炭)と報告されている(WEC報告)。近年70万t程度の石炭(褐炭と無煙炭)が生産され、セメント工場で利用するほか、タイ、中国との国境近くの炭鉱で生産された石炭はそれぞれタイと中国に輸出されている。ラオスでは2014年

の運開予定でタイ向けの電力供給(発電電力量の一部はラオスに供給)としてHongsa褐炭発電所(626 MW × 3基)とそれに褐炭を供給する炭鉱の建設が進められている。ラオスではセメント生産の拡大から無煙炭需要の増加が見込まれるがその量は少なく、一部をベトナムからの輸入に頼ることになるが、基本的には国内炭で賄われる。

ミャンマーでの石炭探査は遅れており、WECは可採埋蔵量200万tと報告している。近年70万t程度の石炭が生産され、山元石炭火力に供給されるほかタイへ輸出されている。ミャンマーでは水力発電が多く、安定電源としての1つとして石炭火力(輸入炭火力も視野に入れている)が検討されている。

以上のように各国とも電力需要の拡大に伴い、国によりレベル感は異なるが、石炭火力が計画されており、ASEAN地域の石炭需要は増加することが見込まれる。しかし、インドネシアを除く各国の石炭埋蔵量は少なく、自国の石炭で賄えないため、同地域の石炭輸入量は増加することになる。

10 原子力

10.1 中国

(a)福島事故後の新規建設許認可

中国政府は福島事故後、2011年3月16日に開かれた国務院常務会議で、原子力発電所の建設は安全を最優先させることを強調し、4つの方針を示した。この4つの方針は、「①原子力施設に対し直ちに全面的な安全検査を実施する。②稼働中の原子力施設の安全管理を強化する。③建設中の発電所を全面的に審査する。④新しい原子力発電所のプロジェクトを厳しく審査する。原子力安全計画を急ぎ策定し、中長期計画を調整する。原子力安全計画を承認するまでは、原子力発電所プロジェクトの審査・承認を一時停止する」というものである。この方針に従い、国内21基の新規原子力発電所建設計画は、安全性が確認されるまで一時的に凍結された。この安全性確認のために、中国政府が策定したものが、「原子力安全計画(原子力の安全と放射性汚染防止の第12次5カ年計画及び2020年長期目標)」、「全国民生用原子力施設の総合安全検査に関する状況報告」、「原子力発電安全計画」、「原子力発電所中長期発展調整計画」の4つである。これら4つは2012年5月末に国務院へ上奏され、「原子力安全計画」と「安全検査報告」は5月31日頃に、「原子力発電安全計画」と「中長期発展計画」が8月6日頃に、それぞれ国務院が原則的に承認をしている。なお、「原子力安全計画」はその後正式に承認され、10月16日付で国家安全局の公式サイト上で発表された。また、2012年10月24日、温家宝首相は国務院常務会議を招集し、「原子力発電安全計画」と「中長期発展計画」が正式に国務院で承認された。

2011年3月16日に国務院常務会議で示された4つの指針に基づけば、既存・建設中・計画中のすべての原子力発電所の安全性が「安全検査報告」によって保証され、新規原子力発電所計画の審査・承認再開の条件であった「原子力安全計画」の承認、それを受けた「中長期発展計画」の事実上の承認がなされたため、2011年3月以降凍結されていた中国国内の新規建設計画が再開される見通しが立ったという。2012年内に新規建設計画が解禁される可能性が高いと予測されているが、審査再開に関する公式な言及は10月末時点では未だなされていない。

(b)建設中と導入目標

中国では、現在26基・2,884万kWが建設中となっている。新たな中長期発展計画では、具体的な導入目標は明らかになっていないものの、大幅に目標を上方修正する可能性が高い。なお、2007年に発表された中長期発展計画では、2020年に4,000万kWを原子力で賄うとの目標を定めていた。しかし、今後予定通りに建設が進めば、目標より5年早い2015年には総出力が4,000万kWを超える見込みとなっている。

(c)原子力技術の国産化

中国は以下の点を原子力政策の重要要素として掲げている。

- ・ PWR (加圧水型原子炉)は主流の原子炉となるが、唯一の原子炉型ではない。
- ・ 核燃料集合体の成型加工と供給は国内で行う。
- ・ プラントと機器の国内製造を最大限行い、設計やプロジェクト管理を自国で行う。
- ・ 国際協力を促進する。

中国で建設中の計画では、フランスArevaのPWR技術を基にしたCPR1000とアメリカWestinghouseのAP1000の2つの炉型が主力原子炉になりつつある。PWRの開発は、1990年代の初めからAreva (当時はFramatome)とWestinghouseと共同で行われている。

まずCPR1000について、中国広東核電集团有限公司(CGNPC)は、フランスのFramatom (現在はArevaの原子炉部門)から900 MW級のPWRを導入し、大亜湾1号機と2号機(1994年5月運転開始)として建設した。CGNPCはその後、この原子炉の国産化を図り、CPR1000 (出力1,080 MW)として開発した。CPR1000の1号機は、嶺澳IIの1号機で2010年9月に運転を開始し、国産化率は約50%である。現在建設中のCPR1000については、2010年9月29日に建設を開始した寧徳4号機(1号から3号も建設中)の国産化率が85%となっており、陽江原子力発電所にはCPR1000が6基(3基が建設中)設置される予定である。

なお、CPR1000はArevaが知的財産権を保有するため、海外輸出にはArevaの許可が必要となる。そこでCGNPCはCPR1000をさらに改良した、中国が知的財産権を有するACP1000、ACPR1000の開発を進めている。

また、AP1000については、技術の導入・国産化へ向けた国務院直轄の開発会社である国家核電技術公司(SNTPC)が2004年に設置されており、Westinghouseとエンジニアリング会社のShawからSNTPCへの技術移転がなされている。2006年11月には、AP1000技術を導入してAP1000炉を4基建設し、将来的には第3世代炉の国産化を実現するという戦略を党中央が決定しており、2007年12月31日に三門1号機の着工命令が発せられて以来、4基の建設は順調に進んでいる。

福島事故以降、中国の原子力技術国産化については、AP1000に一本化する動きもみられる。2011年7月のSNTPC主催の会議では、国務院国家資産監督管理委員会(SASAC)などが「今後の第3世代原子炉開発は安全性を一層考慮してAP1000に統一し、同設計をベースとする国産化標準設計の開発を加速」と表明している。また、2012年7月に国務院が公表した「第12次5カ年国家戦略性新興産業発展規画」では、第3世代原子力発電技術の消化吸収・再イノベーションを加速し、第3世代原子力発電所の建設を統一的に計画することが明記された。この第3世代原子力発電技術の消化吸収・再イノベーションとは、AP1000と同型炉を基に中国が独自に開発を進めているCAP1400 (140万kW)を指している。

なお、AP1000についても、Westinghouseが知的財産権を有するため、中国は輸出することができない。そこで国内ではAP1000とCAP1400を統一的に建設し、輸出用にCAP1400を利用することが考えられる。

(d)核燃料サイクルの開発

中国では、中国核工業公司(CNNC)が中心となって、ロシア、フランスなど海外からの技術支援で導入した核燃料サイクル技術の国産化を目指し、バックエンド戦略として再処理路線(クローズド・サイクル路線)を進めている。しかし、技術の国産化を目指しているものの、ウランの輸入だけでなく、転換、濃縮、燃料製造の海外依存が高まっているのが現状である。

中国の国内ウラン生産量は年間約1,500 tU (2011年推計)、ウラン埋蔵量は166,100 tUとされているものの、急激な原子力発電設備容量の拡大を受けて、2009年からウランの備蓄及び海外ウラン資源権益の買収といった、積極的なウラン確保政策を展開している。

海外でのウラン鉱山開発については、2012年7月4日、中国核工業集団がモンゴルでのウラン鉱山事業の準備作業がモンゴル政府の許可を得たと発表した。今後3年以内にプロジェクト実施会社が正式に事業調査研究評価、環境アセスメント、技術試験、初期設計・施工図設計などを行い、着工に至る予定である。また、ニジェールのAzelik鉱山は2011年に生産を開始し、年間の生産量は700 tUとのことである。この他にも、ロシア、ジンバブエ、オーストラリア、カザフスタン、タンザニア、ザンビアにおいて鉱山開発を目指している。

ウラン濃縮について、商業用ウラン濃縮プラントは、すべてロシアの遠心分離法技術が導入されている。ロシアと中国は1992年12月に協定を結び、ロシアの協力支援を得て、遠心分離濃縮施設を陝西省漢中に建設し、1996年から運転を開始した。年間200 tSWUの設備容量で運転を開始したが、1998年に300 tSWUが増設され、最終設備容量は1,500 tSWUとなる予定である。また、中国とロシアは2008年5月、第4期目のウラン濃縮工場建設と濃縮ウランの供給に関する協力の大枠について調印した。調印内容は、濃縮ウランの供給を2010年より11年間実施すること、甘粛省蘭州にウラン濃縮工場(年間設備容量500 tSWU)を建設することで、2008年8月にはロシアの輸出窓口TENEX (Technabexport)と中国側の実施企業CNEICで建設契約が結ばれ、2012年の操業開始を目指している。

中国における燃料成型加工プラントの建設は、1950年代末に開始された。原子力発電の開発計画本格化に伴い、1975年にPWR燃料の成型加工プラントが四川省宜賓で建設され、1987年から運転している。1990年末に秦山1号(PWR、30万kW)炉の初装荷燃料を供給した。設備容量は1998年時点で年間200 tUであったが、2010年に年間800 tUに設備拡張が中国政府に承認され、2020年には年間1,000 tUになる予定である。

また、1998年に内モンゴル自治区の包頭(Baotou)に第二燃料加工工場が建設され、主に泰山IIIのCandu6の燃料製造が行われている。CNNCの子会社のChina North Nuclear Fuel Co Ltdが運転を行っており、山東石島湾1号(高温ガス冷却炉、30万kW)用9%濃縮ウラン燃料の製造も行うことになっている。さらには、燃料製造会社CNNC Baotou Nuclear Fuel Co Ltdを設置し、AP1000用の燃料を包頭燃料工場で製造する予定で、2013年の運転開始を予定している。

なお、クローズド・サイクルを目指す中国は、再処理して回収したプルトニウムを利用してMOX燃料を製造する計画であり、2010年10月にはパイロットプラント建設の大枠がベルギー

一政府と合意され、CNNCとベルギーのBelgonucleaire、SCK-CEN (原子力研究機関)、Tractebel (フランスのエネルギー企業GDF Suezの子会社)との間で技術指導・技術移転が図られる予定である。なお、Belgonucleaireは1986年から2006年までの間、設備容量が年間40 tHMのMOX燃料加工工場で500 tHM以上のMOX燃料製造実績をもっている。

中国では、2006年に年間50t処理する再処理パイロットプラントが甘粛省蘭州で稼働している。2010年初めには処理能力を年間約100 tHMに拡張した模様で、使用済み燃料貯蔵プールの受入れ容量は550 tHM (1,300 tHMに拡張予定)である。

10.2 インド

(a)福島後の変化

2012年1月現在、インド国内では20基、478万kWの原子炉が稼働中である。2005年8月にアメリカとの間で原子力技術協力に関する協定を締結し、2007年7月、両国は協力内容について最終合意に達した。2008年8月にはこれまで懸案とされてきた保障措置協定がIAEA理事会にて承認されており(2008年8月1日、IAEAプレスリリース)、今後はアメリカの協力の下、これまでインドが自主開発してきたトリウムを燃料とした重水炉のほかに、世界で普及している軽水炉も新規建設して、増加する電力需要に対応していく方針である。2011年12月にインド議会が述べたところによると、原子力発電設備容量目標は2020年から2021年までに14,600 MW、2032年までに27,500 MWというのが現実的な目標であろうとしている。この目標の実現可能性は、インドが今後とも海外投資を呼び込める持続的経済成長を維持できるかによる。なお、2010年6月には日本政府との間でも原子力協力協定締結に向けた協議を開始している。また、現在建設が進められているKudankulam原子力発電所は、2012年中にフル出力での稼働を迎える予定である。

(b)海外諸国との原子力協定、新規建設の現状

インドは長きに亘り世界的な核拡散防止体制の枠の外にいた。核兵器を"持つ国"と"持たざる国"の扱いの不公平を唱えて核拡散防止条約(NPT: Nuclear Non-Proliferation Treaty)への加盟を拒否し、1974年には核実験を強行するなど、インドは独自の路線を歩んでいた。

原子力関係資機材の輸出管理を行う原子力供給国グループ(NSG: Nuclear Suppliers Group)はインドのこれらの経緯を踏まえ、インドへの禁輸措置を長年続けてきた。しかし、2008年9月、インドの例外化を認める「インドとの民生用原子力協力に関する声明」が採択され、34年ぶりにインドへの民生用原子力関連の禁輸措置が解除された。このNSGによる承認以来、2008年10月のアメリカを皮切りに、ロシア、フランス、カザフスタン、ナミビア、モンゴル、アルゼンチン、カナダ、イギリス、韓国といった国々と民生分野で協力協定を締結している。

また、インドの原子力産業も長い間IAEA保障措置の枠外にあった。しかし、2009年10月、IAEAとインドの保障措置協定が発効し、2014年までに14基の原子炉を保障措置協定の下に置く政府は確認している。

2012年1月現在、インドでは7基、530万kWの原子炉が建設中となっている。最新の建設動向としては、Kudankulam原子力発電所1、2号機(PWR、1 GW)の建設が遅延しているものの進められている。2012年10月現在、1号機は燃料装荷が進められ、数か月のうちに稼動する見込みとなった。しかし、建設現場周辺では大規模な反原子力運動が行われており、2012年9月には1名の死者がでている。また、同国会計監査院が原子力規制機関の独立性などに疑義を呈するとともに、裁判所が安全性に問題があると判明次第、稼動をとめると述べていること、フランスやアメリカが同国の原子力損害賠償法について整備が進んでいないことを指摘していることなどから、新規建設が計画通り進むかは不透明である。

(c)核燃料サイクル、トリウムサイクル

インドの主要な燃料サイクル施設はAndhra Pradesh州のHyderabadにあり、国際的な保障措置の下、今後さらに3つの関連施設を建設する計画である。具体的には、1つはRajasthan州Kotaに建設予定で2016年までにRawatbhataとKakraparの700 MW級PHWRへの燃料供給を目指している。2つ目は、Haryana、Karnataka、Madhya Pradeshに計画されている10基の700 MW級PHWRへ燃料供給を予定している。3つ目は、軽水炉への燃料供給を予定している。

インドでは、Hyderabadにあるインド原子力エネルギー省(DAE)の燃料施設で、ウランの精製、転換、燃料加工を行っている。処理能力が年間400 tのメインプラントで濃縮不要のPHWR用燃料を加工し、小規模な燃料加工プラント(処理能力が年間25 t)で輸入濃縮ウランからTarapur1、2号機(BWR)用燃料を加工している。国内には1990年に稼動した軍用の核燃料供給研究炉が存在するが、Tarapurの原子炉用にも満たない非常に小規模な濃縮施設である。同施設はDAEのRare Materials Plantが運転している。

再処理について、民生用PHWRで使用された使用済み燃料は、Trombay、Tarapur、KalpakkamにあるBhabha原子力研究センター(BARC)で原子炉用プルトニウムから高速増殖炉用へ再処理される。どのプラントも処理能力は年間100 t。2010年4月には、18か月に及ぶアメリカとの交渉の結果、新たに2つの再処理施設をIAEA保障措置に基づいて建設する合意を締結した。2010年7月、アメリカはこれらの新たな施設でアメリカ由来の燃料を再処理することを許可した。2010年後半には、インド原子力委員会(AEC)は、インドは使用済み燃料の再処理と廃棄物管理の両方を行う統合的な原子力リサイクル施設の設置に向けたエンジニアリング活動を開始したと発表した。

なお、原子炉と再処理施設から生じる放射性廃棄物は、それぞれのサイトに貯蔵されている。廃棄物の固定化施設はTarapur、Trombayで運転中であり、Kalpakkamで新たな施設が建設中である。高レベル放射性廃棄物の地層処分に関する研究はBARCが行っている。

2011年1月時点でのインド国内のウラン埋蔵量は、104,900 tUと世界第13位となっている。ウランもさることながら、インド国内には非常に豊富なトリウム資源が存在し、846,500 tTHと世界トップレベルの埋蔵量を誇る(OECD/NEA-IAEA, “Uranium 2011”)。そのためインドは、先進型重水炉によるトリウムサイクルを長期的な原子力開発計画の目標としており、以下の3

段階での開発を計画している。

- ・ 第1段階: PHWRを使って天然ウランからPuを生産。
- ・ 第2段階: 高速中性子炉を使ってPuを燃焼させ、ThからU-233を増殖。UとThのブランケットで炉心を囲み、U-233と共によりフィッサイル価値の高いPuを生産。
- ・ 第3段階: 先進型重水炉(AHWR)を使って第2段階で得られたU-233とPuを燃焼させ、Thから出力の3分の2を得る。

2002年には規制機関が500 MWの試作型高速増殖炉の建設許可を発給し、現在KalpakkamでBHAVINIによって建設中である。同炉は2012年からの運転開始を目指している。この高速増殖炉はインドのトリウムサイクルの第2段階を担うこととなり、2020年までに同様の500 MWの高速炉を6基建設する予定となっている。

10.3 ASEAN

東南アジアでは、高まる国内電力需要を安定的に満たすため、2020年頃の原子力発電所導入を目指して計画を策定している国がある。

(a)ベトナム

ベトナムは、東南アジア諸国の中でも積極的且つ具体的に原子力発電所建設計画を進めている。同国は2008年6月に「原子力法」を制定して、原子力発電導入の法的根拠の整備を行い、2010年4月には国家原子力安全委員会を設置するなど、国内初となる原子力発電所建設のための準備を行ってきた。現在はNinh Thuan第一原子力発電所(原子炉2基)をロシアが、Ninh Thuan第二原子力発電所(原子炉2基)を日本が受注し、建設計画を進めている。第一、第二発電所ともに2020年頃の運転開始を目指している。なお、2010年にベトナムが発表した原子力のマスタープランでは、2030年までに5省8サイトに14基の原子力発電所を新設する計画となっている。同計画は3つのフェーズで構成されており、2015年までを第一フェーズとして、投資、立地、契約者の選定及び技術者の教育を進め、2015年から2020年までの第二フェーズで1,000 MWの発電所を運転開始させ、その後2020年から2030年までの第三フェーズで順次、発電所13基の建設を進めていく予定となっている。

Ninh Thuan第一原子力発電所建設を受注したロシアは、ベトナムとの連携拡大をさらに進めており、2012年7月にはPutinロシア大統領がTruong Tan Sangベトナム国家主席との会談の場で、ベトナムへ約100億ドルの融資(内80億ドルは原発建設に充てられる)を提供すると発表している。また日本政府も2012年8月にベトナムの原子力賠償制度の整備に協力する覚書を結んでおり、福島事故の経験を生かしてベトナムで原発事故が起きた場合の被害者救済の枠組み作りを支援する。制度整備を通じて、日本の円滑な原発輸出を後押しする狙いがある。

福島事故後もベトナム政府の原子力導入へ向けた姿勢に変化は見られない。

(b)タイ

タイでは、国家エネルギー政策委員会(NEPC)が2010年4月に発表した「長期電源開発計画」

(PDP 2010: 2010年から2030年)で、増加する電力需要への対応、エネルギーセキュリティの向上、クリーンなエネルギーの必要性などが考慮され、原子力は重要な代替エネルギーになるとの位置付けがされた。具体的には、2020年から2028年にかけて国内初となる原子力発電所(1,000 MW) 5基を建設する計画が策定された。しかし、福島事故を受けて、原子力導入時期の延期及び発電規模の縮小が決定された。タイ政府は3度の計画見直しを行い、最終版となる「電源開発計画2010 第3改訂版(PDP2010 Revision 3)」で、導入時期を2026年に延期、発電容量を当初の5,000 MWから2,000 MWへ縮小するという方向を打ち出した。

(c)マレーシア

マレーシアでは、2010年6月に発表された「第10次マレーシア計画」で、原子力発電の開発をエネルギー安全保障上重要であると位置づけた。同年12月、マレーシア政府は、マレーシア初の原子力発電所(1,000 MW)の稼働を2021年、2基目(1,000 MW)の稼働を2022年に予定していることを明らかにした。原子力発電技術の供給元としては、日本や韓国、中国、フランス等が候補に挙がっている。実際に原子力を進めるかどうか意思決定が行われるのは2013年となっており、決定がなされれば2014年に入札を行い、その後2016年に建設許可を得て、2021年に試運転を開始する見通しだ。福島事故について、マレーシア政府は事故が同国の原子力導入計画にどのような影響を与えるかについて明らかにしていない。しかし、国内では原子力導入への懸念の声が挙がっている。エネルギー・環境技術・水省(KTTHA)大臣は2011年10月、国会での質疑応答で、マレーシアでの原子力発電所建設について検討を続けている最中であることを明らかにした。条件や管理能力などを考慮する可能性があるとしている。

(d)インドネシア

インドネシアでは、2003年1月、政府が2016年運開を目指しジャワ島中部のムリア半島に600 MW超級の原子力発電所を建設する計画を再開することを明らかにした。しかし、福島事故後、現地の反対運動が活発になったことを受け、代替候補地としてスマトラ島東岸沖のバンカ島が注目された。2011年6月、ユドヨノ大統領は、福島事故を踏まえて、同国初の原子力発電所建設計画の実施を先送りすることを示唆しているが、同年7月には原子力庁長官が、2014年以降の新大統領による原発推進に備えて建設準備を今後も継続する方針を表明した。また、2012年4月の現地報道では、早ければ2016年にもバンカ島で原発建設の着工が可能であるとする政府見解が伝えられている。

(e)フィリピン

フィリピンでは、1976年にバターン半島に初の原子力発電所(PWR、62万kW)の建設に着工し(総工費21億ドル)、1985年には90%程度まで完成した。しかし、1986年に発足したCorazón Aquino政権が同発電所の安全性及び経済性に問題があるとして運転認可を見送っている。2008年1月から2月において、IAEAの調査団がバターン原子力発電所を視察し、再稼働の可能性を探る調査を行った。しかし、2008年2月Arroyo大統領は、原子力産業の人材育成は支援するが、発電所建設の判断は次期政権に委ねたいとし、2010年までの任期中に原子力発電所を建設する予定はないと断言。現Benigno Aquino III大統領も2012年4月にMindanao電力危機にも

関わらず、「原子力を利用するようになったとき、フィリピン人は日本人のように勤勉で几帳面ではない」と発言し、原子力発電利用へ反対する意思を表明した。

10.4 中東

中東地域では、高まる国内電力需要に対し安定的な供給を確保するため、また電源を多様化するためという観点から原子力発電所を建設あるいは建設計画を策定している国々がある。

(a) UAE

2006年12月に開催された湾岸協力会議(GCC)の第27回最高評議会(サミット)において、「国際基準・システムに調和した平和目的の原子力技術利用とそのための協同計画」が決定され、その後、2008年11月3日から4日の原子力国際シンポジウムで、UAEもGCCの一員として原子力利用の検討を開始することとなった。UAEでは、経済成長と人口増加による急激な電力需要の増加が予測されるとともに、発電のためのエネルギー源としてカタールからの輸入に依存する天然ガスが98%を占めていることから、需給ギャップの解消、エネルギー源分散化のため原子力導入が必要となっていた。そのためUAEは、原子力発電事業の主体となるEmirates Nuclear Energy Corporation (ENEC)を2009年12月に発足し、2009年10月に原子力法が制定された。原子力施設の設計・建設・運転業務については、2009年12月27日、韓国電力公社(KEPCO)を中心とする韓国企業連合が日立/GE連合、Arevaを中心とするフランス企業連合を破り、2.8 GWの建設を受注総額204億ドルで落札した。2012年7月18日、原子力規制庁(FANR)より建設が予定されている4基のうちの最初の2基に対する建設許可が発給され、Braka原子力発電所1、2号機の建設が開始された。

(b) イラン

イランはすでに小型研究炉を保有しており、政府計画では2020年までに7,000 MWの原子力発電能力保持を目標に掲げ、2020年時点で国内電力需要の10%を原子力発電から供給することを想定している。2012年8月には、40年近くの長きに亘り建設が続いていたBushehr原子力発電所1号機が100%の出力で電力供給を開始した。当該発電所はロシアの支援を受けて建設・運転が行われるとともに、IAEAの査察下に置かれ、ロシアが核燃料供給と使用済み核燃料の回収に責任を持つこととなっている。イランは2012年末に同発電所の完全な制御権をロシア側から受け取る予定である。また、イランが計画をしているBushehr第二原子力発電所の建設に対して、ロシアは協力する用意があるとの意思表示を既に行っており、協議も続けられている模様。なお、イランの核開発活動疑惑に関する欧米とイランとの溝は深く、欧米はイランからの原油禁輸といった経済制裁を発動中であり、両者による交渉は平行線をたどっている。

(c) サウジアラビア

サウジアラビアは、2010年4月、原子力の研究と利用を目的とする新組織を設立すると発表した。組織の名称は「王立原子力・再生可能エネルギー都市(King Abdullah City for Atomic and

Renewable Energy : K.A.CARE)」で、本拠は首都のリヤドに置かれる。当該組織は、平和目的のための原子力や再生可能エネルギーの研究、原子力と再生可能エネルギーの施策・執行・調整・交渉の役割を担っている。福島事故後の2012年5月、K.A.CAREの当局者は、同国が2030年までに16基の原子炉を建設する計画であることを明らかにした。事業費は総額で3,000億ドル以上を見込んでいる。10年後を目処に最初の2基を建設し、その後、毎年2基ずつ追加し、30年までに16基を建設、国内電力需要の20%を賄う計画とされている。

(d)ヨルダン

ヨルダンは、2007年に2015年までに国内初となる原子力発電所を導入すると発表していたが、その計画の先行きは不透明となっている。2012年5月頭には、2年間に亘って検討されてきた原子力技術の選定について、引き続き議論を続けるとしているものの、Arevaと三菱のJVによるATMEA-1が、ヨルダンのニーズに合っているという結論をヨルダン原子力委員会(JAEC)が下した。しかし、同月末には、ヨルダン議会下院で、同国への原子力発電所導入計画を一時停止する動議が採択された。議会下院エネルギー委員会のGammoh委員長によれば、「財政負担が過剰・立地予定地が砂漠にあり冷却水を十分に確保できない・太陽熱や風力等の代替エネルギーが豊富」であることを理由として、計画を中止すべきであるとしている。その一方で、同決議について、JAECは「動議に法的拘束力はなく、道徳的なものである」として入札準備を進めているが、今後の展開は不確定である。

11 再生可能エネルギー

11.1 中国

導入状況

中国では、2006年に再生可能エネルギー法を施行して以来、再生可能エネルギーの導入が拡大している。水力を含めた再生可能エネルギーの導入量は、2011年末時点で一次エネルギー供給の8.9%を占めるに至っている。

導入促進政策

2006年施行の再生可能エネルギー法により、中国の送電企業は再生可能エネルギーで発電した電力を設定された買取価格で全量買取することを義務付けられた。再生可能エネルギーの買取価格が現地の石炭火力の発電価格を上回ると、超過した部分を全国⁵の電気料金に上乗せして、買取費用を賄っている。上乗せ料金は2006年に0.001元/kWh (0.01円/kWh⁶)に設定されたが、2008年に0.002元/kWh (0.03円/kWh)に、2009年には更に0.004元/kWh (0.05円/kWh)に引き上げられた。また、2009年の再生可能エネルギー法の改正により、全国から徴収された再生可能エネルギー上乗せ料金に政府資金を加えて再生可能エネルギー発展基金が設立された。この基金で再生可能エネルギー電力の買取費用を負担することとなった。なお、再生可能エネルギー発電の買取価格やその設定方法は、各技術によって異なっている。

■風力(陸上)

国家発展改革委員会は、2009年7月に風力発電の買取制度を変更した。従来は、落札価格を参考に固定価格を決定する入札固定価格買取制度であった。これを、全国を4種類の風力資源地域に分け、買取価格をそれぞれに設定する制度に変更した(0.51元/kWh～0.61元/kWh、約6.38円/kWh～7.63円/kWh)。この新たな買取価格制度は、2009年8月1日から実施されている。

■風力(洋上)

政府が入札方式で買取価格を決める(入札固定価格買取制度)。

■太陽光発電

2011年7月24日、国家発展改革委員会は、太陽光発電に対する買取価格を公表した。2011年7月1日以前に建設許可を取得し、2011年12月31日までに稼働開始予定で、買取価格が未定のプロジェクトに対して、買取価格を1.15元/kWh (14.38円/kWh)に設定した。また、2011年7月1日以降に建設許可を取得、あるいは2011年7月1日以前に建設許可を取得したが、稼働開始予定が2011年12月31日以降となるプロジェクトに対して、買取価格を1元/kWh⁷ (12.5円/kWh)

⁵ 農村消費電力は対象外

⁶ 1元 = 12.5円で換算

⁷ チベットは1.15元/kWh

に設定した。買取期間は特に明示されていない。

■ バイオマス発電

2010年7月、国家発展改革委員会は、バイオマス発電の買取価格を0.75元/kWh (9.38円/kWh)に設定することを公表した。

導入目標と課題

2012年8月6日、国家能源局は中国再生可能エネルギーに関する第12次五カ年(2011年～2015年)計画を発表した。再生可能エネルギーの導入目標は、2015年の再生可能エネルギーの年間消費量を石炭換算478百万t (Mtce、334 Mtoe)とし、エネルギー消費量に占める比率を9.5%以上とすると定められた。

2015年の発電設備容量は、水力発電が290 GW、グリッドに接続した風力発電が100 GW (うち洋上風力が5 GW)、太陽エネルギー発電が21 GW (その大半は太陽光発電である)、各種海洋エネルギー発電所が50 MWと設定された。また同計画では、2015年の年間バイオマス利用量が50 Mtce (35 Mtoe)、各種地熱エネルギー開発利用量が15 Mtce (10.5 Mtoe)、太陽熱利用の集熱面積は4億 m^2 ⁸とされた。

中国の再生可能エネルギーの大宗は水力発電であるが、第12次五カ年計画の期間中に最も拡大する再生可能エネルギー発電は太陽エネルギー発電(やはり大半は太陽光発電)と見られている。政府が太陽光発電に対する買取価格⁹を2011年に公表してから、中国の太陽光発電導入量は急速に増加した。同年の新規導入量は2,200 MWに達し、設備容量は3,093 MWに一気に拡大した¹⁰。一方、これまで顕著であった風力発電所の建設ラッシュは鈍化すると見込まれる。すなわち、風力発電容量(グリッド接続)は2006年の2.58 GWから2011年には47.84 GWへと年率約79%で成長してきたが、本計画期間の2011年から2015年までは成長が同20%に抑制される見通しである。なお、2011年末までに、総計62.73 GW¹¹の風力発電設備が導入されたが、そのうちグリッドに連結された(送電会社より受け入れられた)のは47.84 GW¹²にとどまり、約4分の1の風力発電設備が発電した電力は系統に流れず捨てられた。

再生可能エネルギーの利用だけではなく、再生可能エネルギー産業の成長も注目されている。中国の太陽電池生産量は2007年には世界全体の約4分の1であったが¹³、2011年には世界市場の6割強(約10 GW)を占めている¹⁴。しかし、今後有望な市場と見られる米国、これまで

⁸ 2011年末まで中国太陽熱利用の集熱面積は2.174億 m^2 である。

⁹ 2011年12月31日以前の設備に対して1.15元/kWh (約14.4円/kWh)、2011年12月31日以降の設備に対して1.00元/kWh (約12.5円/kWh)。

¹⁰ European Photovoltaic Industry Association: <http://files.epia.org/files/Global-Market-Outlook-2016.pdf>

¹¹ World Wind Energy Association:

http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=345&Itemid=43

¹² 中国国家電力監管委員会によると、2012年7月までに、全国の風力発電容量(系統に接続)は53.81 GWに達した。

¹³ Wang Zhongying, Ren Dongming, et al. "The Renewable Energy Industrial Development Report 2011", Sino-Danish Renewable Energy Development Programme

¹⁴ 「PV News」、2012年5月号

最大輸出先であったEUが相次いで中国製太陽電池に対して反ダンピング調査¹⁵を実施したことから、輸出が大幅に落ち込む公算が大きい。一方、海外市場に頼って成長してきた太陽電池産業と異なり、風力発電産業は急速な進展を示した国内市場で拡大してきた。2006年に中国で新規導入された風車のうち自国製は40%に過ぎなかったが、2010年には約9割が自国製風車となった¹⁶。しかし、今後国内市場の成長鈍化により、中国の風車メーカーは海外や洋上風力など新たな市場を開拓しなければならない。

11.2 インド

エネルギー事情

約12億人という世界第2位の人口を有しているインドは、一次エネルギー消費量で日本を抜き、アジアでは中国に次ぎ第2位である。さらに高い経済成長率を背景に増大する電力需要に供給が追いつかず、電力不足が恒常的に発生している。また、電化率が未だ6割程度にとどまっているなど、遠隔地の電化・エネルギー供給も重要な国家的課題であり、その解決策の一つとして再生可能エネルギーの導入が期待されている。村落地域の照明や電化、灌漑用ポンプの電力供給、インド全土に広がる携帯電話基地のバックアップ電源、自家発電用、都市部での応用、幹線道路の照明など、独立型太陽光発電への期待も大きい。なお、一次エネルギー供給のシェアでは、石炭(41%)、石油(30%)に続き再生可能エネルギーが26%を占めるが(IEA、2010年)、9割以上は農村地域における非商業用バイオマス(薪などの直接利用)である。

政府計画と目標

エネルギー行政体制としては、連邦政府の下に計画委員会(Planning Commission)、石炭省(Ministry of Coal)、電力省(Ministry of Power)、新・再生可能エネルギー省(Ministry of New and Renewable Energy)、石油・天然ガス省(Ministry of Petroleum & Natural Gas)がある。また、各省庁の管理下に、国営企業、局、州レベルの行政組織も存在する。エネルギー政策は、計画委員会が各省庁の計画案をもとに5カ年計画を策定している。エネルギー供給の確保、環境保護、その他エネルギーに関する政策は、計画委員会の電力・エネルギー局が担当している。

州政府は、原子力、石炭政策への関与は制限されているが、電力及び再生可能エネルギー分野では独自の政策立案・実施を図る自由度が付与されている。

インドの再生可能エネルギーは、水力が大きく風力が続く。世界銀行によると水力資源は膨大である。2003年には50 GW水力開発イニシアチブを発表。これが実現できれば、2012年までに必要な70 GWのうち、50 GWを満たすことができるとしたが、2011年末時点で40 GWにとどまっている¹⁷。また、水力はインダス川、ガンジス川などインド北部に偏在している

¹⁵ 米国の場合は反ダンピングに加え、不当補助金調査も。

¹⁶ Wang Zhongying, Ren Dongming, et al. "The Renewable Energy Industrial Development Report 2011", Sino-Danish Renewable Energy Development Programme

¹⁷ 東北大学、国連大学平成23年度 環境経済の政策研究「日本の環境技術産業の優位性と国際競争力に関する分析・評価及びグリーン・イノベーション政策に関する研究最終報告書」

ことが難点となっている。

一方、風力は南部が豊富である。国内の旺盛な需要と比較的低コストでの開発が可能であったことから、国内産業が発展した。これを礎にSuzlonという国際的企業の育成に成功した。風力の累計導入量は2012年6月時点で17.3 GWと、世界全体の7%を占め、中国、米国、ドイツ、スペインに次いで世界第5位である。なお、2012年前半での追加容量では中国、米国に次ぐ3位(1.5 GW)と健闘している¹⁸。

今後は太陽光への期待が高まっている。2008年に発表された気候変動行動計画でも太陽光発電が重要視されている。すなわち、気候変動対策の課題として掲げた8つのミッションには、太陽光や省エネルギーが含まれている。太陽エネルギーについては、国家ソーラーミッション「Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM)」を2009年に発表、太陽光発電と太陽熱発電を合わせた発電能力を2022年に2,000万kWとする目標とした。また同年には、連邦政府の中央電力規制委員会(CERC)は、各州向けの太陽光発電をはじめとする固定価格買取(Feed in Tariff, FIT)制度策定のガイドラインを発行した。これはあくまでもガイドラインであり、各州は自由に価格を設定できる。太陽光発電については州政府のFIT制度か、NNSMのFIT制度のどちらかを選択しなければならない。なお、太陽光発電については価格の低下を受け、2010年2月に太陽光発電と太陽熱発電の買取価格を引き下げると同時に、2022年まで毎年買取価格を見直す方針が発表された。現在はこの買取価格の見直しに関しては、入札方式が使われている。なお、JNNSMはインド国内における太陽光発電産業を興すことが大きな目的の1つである。このため連邦政府のプロジェクトでは、部品のインド現地調達条項を含んでいる。国際貿易機関(WTO)などで公正な貿易への問題が指摘されつつも、国内産業保護と海外からの関連産業の誘致を図ることを優先している。

¹⁸ The World Wind Energy Association 2012 Half-year Report

表11-1 インドの再生可能エネルギー導入実績と目標

	単位	2011年3月末 累計実績	2017年 累計目標	2022年 累計目標
グリッド接続発電				
バイオマス発電(バガス以外)	MW	1,025	1,525	5,000
バガス・コージェネ	MW	1,616	3,216	4,000
都市/産業ゴミ発電	MW	84	324	800
小水力発電	MW	3,040	5,000	8,000
太陽光発電	MW	35	4,035	20,000
風力発電	MW	13,900	27,300	45,000
計	MW	19,683	41,383	82,800
オフ・グリッド再生可能エネ利用				
家庭用バイオガス・プラント	百万個	4.5	5.6	
遠隔村の電化	村	7,500	8,000	
地方のバイオマスガス化発電	村	150	1,000	10,000
太陽光発電による地方電化	村	30	300	1,000
分散型太陽光発電システム	MW	132	1,100	4,000
地方の太陽光を使った照明	百万個	0.2	7.0	20
マイクロ水力発電	個	1,550	3,500	
太陽熱温水システム	百万m ²	4.4	11	20
都市ゴミ発電	MW	4.0	64	
産業ゴミ/バイオ発電	MW	330	780	
改良型かまど	百万個	n.a.	0.4	10.5
バイオ燃料				
エタノール		義務化目標5% (2009年10月)	20%混合	
バイオディーゼル		推奨目標5% (2009年10月)	20%混合	

(注) 2022年の目標は「Aspiration goals」と表現されている。

(出所) MNRE "Strategic Plan for Renewable Energy Sector for the Period 2011-17"(2011年2月), National Policy for Biofuels (2009年12月)

今後の課題

再生可能エネルギー導入に際しての今後の課題として、送配電インフラが挙げられる。すなわち、インドにおいては送電網の整備は整っているものの、配電網の整備は不十分であり、送配電網整備が貧弱な地域へ再生可能エネルギーの導入は困難と見られる。一方、各州政府の下には州電力庁(SEB)が設置され、発電の約55%、配電の95%以上を管理し配電網建設における州政府の役割は大きいこと、また州政府には再生可能エネルギー導入でも独自の政策立案・実施を図る自由度が付与されていることから、今後の再生可能エネルギーの導入は州政

府が鍵を握っているといえよう。なお、第11次5カ年計画では高圧95,000 ckm¹⁹のライン(178,000 MVA容量相当)を建設、低圧分野3,253,773 ckmのライン(214,000 MVA容量相当)を建設する計画が掲げられている。

11.3 ASEAN

導入状況

IEA統計によると、2010年の世界の再生可能エネルギー導入量に占めるASEANの比率は9.0%となっている。しかし、各国の一次エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの比率は、ブルネイ(0%)、シンガポール(0.6%)、マレーシア(5.5%)の3か国を除けば、20~78%と高い。特に後発国のカンボジア(72.1%)、ラオス(75.8%)、ミャンマー(78.4%)の場合は、いずれも7割以上となっている。ASEANの農村地域の多くは、伝統的バイオマス(薪、農業廃棄物など)にエネルギー消費の多くを依存しているため、再生可能エネルギーに占めるバイオマスのシェアが高い。勿論、この中にはシンガポールのごみ発電、マレーシア、フィリピン、インドネシアとタイのバイオ燃料とバイオマス発電も含まれているが、伝統的バイオマスに比して僅かな量にとどまっている。

表11-2 ASEANの再生可能エネルギー導入状況(2010年)

(ktoe)

	バイオマス	水力	地熱	太陽光	風力	再生可能 エネルギー 合計	一次エネルギー 供給に占める 比率 (%)
ブルネイ	-	-	-	-	-	-	-
カンボジア	3,619	2	-	-	-	3,621	72.1
インドネシア	54,039	1,520	8,047**	-	-	63,606	30.6
ラオス*	1,769	320	-	-	-	2,089	75.8
マレーシア	3,412	557	-	-	-	3,969	5.5
ミャンマー	10,535	439	-	-	-	10,974	78.4
フィリピン	6,898	671	8,536	-	5	16,110	39.8
シンガポール	202	-	-	-	-	202	0.6
タイ	22,604	476	2	2	-	23,084	19.7
ベトナム	14,707	2,369	-	-	-	17,076	28.8
ASEAN10	117,785	6,354	24,626	2	5	148,772	26.8
世界に占めるASEAN のRE比率 (%)	9.4	2.1	38.1	0.0	0.0	9.0	
世界	1,247,084	295,624	64,613	17,881	29,389	1,654,591	13.0

(注) *ラオスのデータはACE「各国報告書(2010年)」による2008年データである。

** 2012年版のIEA統計では16,088 ktoeと記載されているが、記載のミスであることが確認されている。インドネシアの「Handbook Statistic Energy Economic Indonesia 2011」による計算では、8,047 ktoeである。

(出所) IEA統計データ(2012年版)

もう1つ特徴的なのは、世界の地熱発電導入量に占めるASEANの比率は、2010年において38.1%と高い点である。これは、フィリピン(1,904 MW)とインドネシア(1,197 MW)の導入量

¹⁹ 回線延長Circuit kilometres (回線数×こう長)

がそれぞれ世界第2位と第3位と高いことによる。インドネシアは、地熱の資源量が世界最大であるが、その開発率はまだ4.3%と低い。その他の再生可能エネルギー源の開発も、いずれも導入の初期段階であり、導入量は低いままである。

表11-3 ASEANの地熱発電導入状況(2010年)

世界順位	国名	導入設備容量(MW) ⁽¹⁾	開発可能資源量(MW) ⁽²⁾	開発率(%)
1	米国	3,086	23,000	13.4
2	フィリピン	1,904	6,000	31.7
3	インドネシア	1,197	27,791	4.3
24	タイ	0.3	-	-

(出所) (1) The International Geothermal Association, (2) WGC2005

導入促進政策

マレーシアとブルネイ以外のASEAN諸国は、石油価格の高騰による補助金増大とそれによる財政圧迫を軽減するために、国産資源である再生可能エネルギーの開発を積極的に進めている。つまり、エネルギー供給の安全保障という視点で再生可能エネルギーを推進することが多い。また、各国の経済・社会構造、政治状況、資源量などの差異により、再生可能エネルギー政策も大きく異なっているが、いくつかの点において共通点を見出すことができる。

表11-4 ASEANの再生可能エネルギー政策の導入状況

国名	ブルネイ	カンボジア	インドネシア	マレーシア	ミャンマー	フィリピン	シンガポール	タイ	ベトナム
RE法規・枠組み									
RE法				◎		◎			
REマスタープラン・行動計画		○	○	○		○		○	○
RE導入プログラム									
固定価格買取制度 (FIT)			◎	◎		◎	△	◎	△
RPS						○			
補助金・優遇税制			○	○		○	○	○	
バイオ燃料混合義務化			◎	○		◎		◎	
太陽光プログラム			○	○		○		○	
バイオガスプログラム		◎	○	○	○	○		○	◎
農村電化プログラム		○	○	○	○	○		○	○
RE産業育成政策									
バイオ燃料産業政策			◎	◎		◎	◎	◎	
太陽光産業政策				◎				◎	
地熱産業政策			◎			◎			

(注) (1)◎は該当国における主要な政策ドライバー、○は該当国が現在実施している政策である。△は該当国のFITは、特定の再生可能エネルギー源に対して実施している。(2)タイは2003年～2007年にRPSを実施していたが、2007年にFITに移行した。

まず、固定価格買取制度(Feed in Tariff)は、この地域の再生可能エネルギー導入において重

要な政策手段となりつつある。他方、固定枠制(RPS)については、これから導入を検討しているフィリピン以外は現在事例がない。また、バイオ燃料の導入義務化も重要な政策として位置づけられている。バイオ燃料は、資源量という視点からみてASEAN地域にとり優位性がある再生可能エネルギーの1つである。特にタイ、インドネシア、フィリピンのサトウキビとキャッサバ、マレーシアとインドネシアのパーム油は、いずれもこの地域の主要な農産物である。これらの国々は世界の主要な生産国でもあり、それぞれバイオ燃料産業育成政策を実施している。

もう1つの共通点は、これらの地域のほとんどが未電化地域を抱えており、再生可能エネルギーを利用した地方電化プログラムを実施していることである。

導入目標と課題

ミャンマー、カンボジア、ブルネイの3か国以外のASEAN各国は、明確な再生可能エネルギー導入目標を政策として掲げている(表11-5)。導入目標値と目標達成期間は各国で異なるが、2025年前後のエネルギー消費量におけるシェアを約20%台に設定している国が多い(これらの目標値は伝統的バイオマス利用が含まれていないことに留意)。ラオスでは、2025年までに総エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの比率を30%に設定しており、ASEAN諸国の中で最も高い。次に目標値が高いのはタイで、2021年までに総エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率を25%に設定している。

表11-5 ASEANの再生可能エネルギー導入目標

国名	再生可能エネルギー (RE) 導入目標	政策名 (発表年)
ブルネイ	目標なし	
カンボジア	目標なし	
インドネシア	一次エネルギー供給に占めるRE比率 2025年: 17%	Presidential Decree No. 5 Year 2006, National Energy Policy (2006)
ラオス	合計エネルギー消費量に占めるRE比率 2025年: 30%	National Renewable Energy Policy 2025 (2010)
マレーシア	発電設備容量に占めるRE比率 2030年: 17% (約4,000 MW)	National Renewable Energy Policy and Action Plan (2011)
ミャンマー	目標なし	
フィリピン	RE発電設備容量の新規増加分 2020年: 10,835 MW	Renewable Energy Development Plan 2009, REPF (2009)
シンガポール	2015年: GDP寄与 (17億\$)、7,000人雇用	Clean Energy Blueprint Targets (2008-2012), (2008)
タイ	合計エネルギー消費量に占めるRE比率 2021年: 25%	AEDP Master Plan, 2012-2021 (2011)
ベトナム	一次エネルギー供給に占めるRE比率 2010年: 3%、2025年: 5%、2050年: 11%	"National Energy Development Strategy 2020, with a Vision 2050" (2007)

(注)いずれの国の目標値にも伝統的バイオマス利用は含まれていない。

再生可能エネルギー導入に際してASEAN各国が直面している課題は、投資、人材、技術、法整備などの欠如で、一般的にこの分野を推進するときの問題となるものである。しかし、これら以外にもASEAN域内に固有の問題がある。まず、再生可能エネルギー導入促進政策は、農村のエネルギー開発政策と切り離して議論することが難しいこと。第2に、多くの小規模な

再生可能エネルギープロジェクトは、中央政府が建設を進めている広域電力網による電力供給が可能になった時点で稼働を停止すること(電力網の利便さが勝っている)。第3に、現状では、多くのプロジェクトが、国際機関による支援事業であること。つまり、高価な再生可能エネルギーの市場を形成する土壌が今なおできていない。これらの課題は今後、徐々に解消されていくと思われる。ASEAN地域における再生可能エネルギーの一層の導入拡大には、共通市場の創出により、この地域に賦存している豊かな再生可能エネルギー資源を有効的に開発していくことが重要である。

11.4 中東

豊富な石油・ガス資源を有する中東諸国は、一次エネルギー消費のほとんどを石油と天然ガスに依存している。石油・天然ガスのコストが非常に低いため、高コストの再生エネルギー導入のインセンティブは低い。しかし、エネルギー消費が近年急速に高まり、特に電力需要は大きな伸びを示している。そのため、再生エネルギー、中でも豊富な太陽エネルギーへの注目が高まっている。

導入状況と課題

中東の再生可能エネルギー導入量は、実験用を含め、サウジが太陽光発電2,850 kW、UAEが太陽光発電10 MW、太陽熱発電100.1 MW (Shams 1集光型太陽熱発電所含む)、バーレーンが風力発電675 kWとなっている。UAEでは、2013年末完工予定の能力100 MWのNoor 1太陽光発電所が続く。もっとも、発電に占めるシェアは各国とも1%未満の非常に低いレベルにとどまっている。

導入政策とその効果、影響

中東諸国で補助金を導入した事例としては、UAE (アブダビ)のグリーン・ペイメントの制度があるのみである。FITはサウジで検討段階にある程度で、導入には至っていない。

■ グリーン・ペイメント

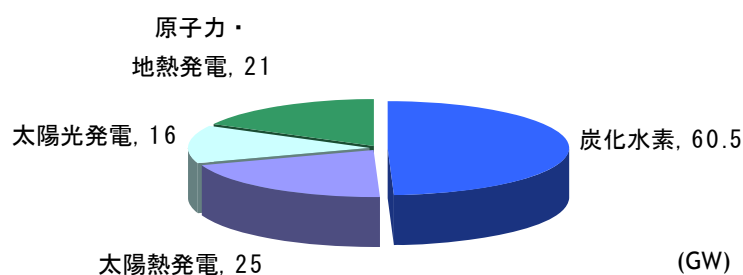
アブダビでは、新しい太陽熱発電プロジェクトShams 1のプロジェクトで生産される電力の引取を独立型造水発電事業(IWPP)モデルと同じ位置づけとする仕組みが構築された。Shams 1の運営者(Masdar、仏Total、スペインAvengoa)は、電力をアブダビ電力・水公社(ADWEC)に電力売買契約により販売する。その際に生じる国内の平均発電コストとShams 1の発電コストとの差額は財務省がADWECに補償する。この財務省が補填する補助金はグリーン・ペイメントと呼ばれる。こうした補助金の仕組みは湾岸諸国では初めての試みであり、再生可能エネルギーによる発電プロジェクトを加速させるインセンティブとなると考えられる。

今後の計画、見通し

積極的に推進しようとしているのが、サウジアラビアである。UAEも当初は熱心であったが、アブダビが再生可能エネルギーによる発電比率の目標年次を後倒しするなど、やや後退した。

サウジアラビアのエネルギーミックスの立案を担当する政府組織、王立原子力・再生可能エネルギー都市(K.A.CARE)は2012年5月8日、リヤドでのサウジ・ソーラー・エネルギー・フォーラムにおいて、長期的な開発の目標と政策の枠組を発表した。発表によれば、サウジアラビアは2032年までに太陽エネルギーによる発電能力4,100万kWを整備する計画で、風力・地熱、廃棄物利用等が1,310万kWとなっている。太陽エネルギー4,100万kWのうち、太陽光発電(PV)が約1,600万kW、太陽熱発電(CSP)が2,500万kWで構成され、CSPに重点が置かれている(図11-1)。なお、本計画は、K.A.CAREの役員会(Abudallah国王が議長)で承認される必要がある。

図11-1 サウジアラビアのエネルギーミックス計画(2030年)



(出所) K.A.CARE, MEED 20-26 July 2012

UAEでは、マスダールが2012年1月、アブダビが再生可能エネルギーによる発電比率を7%、能力160万kWとする目標年次を、従来の2020年から10年後倒しし2030年とした。

ドバイ政府は2012年1月、2013年末までに総工費3,240万ドル、発電能力1万kWの太陽光発電所の建設に着手することを発表した。このプロジェクトは、2030年までに建設を目指している総工費32億7,000万ドル、総能力100万kWの太陽光発電プロジェクトの一環である。ドバイ首長にちなんで名付けられたムハンマド・ビン・ラーシド・アル・マクトゥーム・ソーラー・パークは太陽熱及び集光型太陽光発電の技術も採用する予定である。

研究開発は進むが、実際の導入は?

■再生可能エネルギーへの研究開発の現状

サウジアラビアは古くから太陽エネルギーの研究を行なってきた。また、UAEもマスダールに代表されるように、再生エネルギーの調査研究に重点を置くようになった。他の国でも、バーレーンやオマーンなどでも導入の検討がなされ、カタールでは太陽電池の原料となるポリシリコン製造のプラントの建設が発表された。

サウジでは、王立科学技術大学(KAUST)などの大学や王立科学技術研究センター(KACST)、再生可能エネルギー及び原子力の研究を行うK.A.CAREといった研究機関を中心に実験的なレベルで検討が続けられている。

UAEでは、マスダールが主体となって調査研究を進めているほか、日本企業連合等による研究開発も進んでいる。コスモ石油、東京工業大学とマスダールの間で2007年12月、ビーム・ダウン型太陽熱発電技術の共同開発契約が締結された。2009年末に経済特区に実験プラント(出力100 kW)を建設し、その結果を踏まえて、商業用発電プラントの建設準備に入る計画である。また、NEDOは2011年1月、ADFECと、同公社が進める環境未来都市マスダール・シティでの太陽熱エネルギー技術分野に関する協力について検討を開始することで合意した。

カタール財団が出資するQatar Solar Technologies (QSTec)は2011年10月、ソーラーセルの高純度の原材料ポリシリコンを年8,000 t生産する施設を建設すると発表した。

■導入状況と今後の導入への課題

上述したように、最も進んでいるサウジやUAEでも再生可能エネルギーの導入は低水準にとどまっている。今後の課題としては、政府の補助金により非常に安い電力料金により、新たな投資インセンティブが低いことがあげられる。この分野に投資を呼び込むには、できるだけ早急にFITの整備、もしくはUAEにみられるような補助金のスキームを整備していくことが重要と思われる。

12 省エネルギー

12.1 中国

省エネルギー政策全般

中国政府は省エネルギーを、経済成長のあり方を転換する重要な要素として捉えている。2004年に制定した「省エネルギー中長期特別計画」はその第1弾であった。その後まもなく、「資源節約」が基本国策の1つとして位置づけられるようになり、省エネルギー目標も第11次5カ年計画の目標の1つとして2005-2010年の5年間でGDP当たりのエネルギー消費量を20%程度削減するという国家目標となった。下表に整理した通り、中国はこの期間中、実に多くの省エネルギー政策と措置を打ち出している。これらの政策は行政主導とは言え、少なくとも短期的に大きな成果を収めたことは事実であり、当時の趨勢であったエネルギー消費原単位の悪化を食い止めたばかりでなく、逆に19.1%も改善したのである。

表12-1 中国における省エネルギー政策の概観

政策全般	省エネルギー管理の強化	省エネルギーに関する規制と助成
	(1)省エネルギー目標 2005-10年ではGDP当たりエネルギー消費量を20%程度削減(19.1%減で概ね達成) 2011-15年では同16%削減(同期のGDP当たりCO ₂ 排出量の削減目標は17%) 2005-20年のGDP当たりCO ₂ 排出量を40-45%削減 (2)主な法律 「省エネルギー法」(2007年改正で、規制範囲の拡大と責任の明確) (3)主な省エネルギー制度 国家省エネルギー目標の地方への割り当て制度、一票否決制度(省エネルギーに関する問責制度) (4)主な省エネルギープロジェクト 千社・万社企業省エネルギー行動、十大省エネルギープロジェクト、低効率設備淘汰制度、全量コントロール制度 (5)その他規制と支援: 契約型省エネルギー事業(ESCO)の推進、補助金、税制、金融面での支援、など	
産業	(1)低効率火力や鉄鋼設備などの強制廃棄 (2)重点省エネルギー技術普及リストを公布 (3)企業の省エネルギー診断・監査の実施 (4)千社企業省エネルギー行動で定期報告制度の実施 (5)一部地域にエネルギー管理士制度の試験的实施	(1)工業製品当たりのエネルギー消費限度値を制定 (2)省エネルギー投資へ補助と減税 (3)低効率生産設備強制廃棄移転給付資金 (4)ESCO企業・事業の減税、融資支援
民生	(1)熱供給制度に従量制の導入 (2)民用建築物省エネルギー条例の強化と省エネルギー情報の開示 (3)既存建築物の省エネルギー型住宅への改造 (4)建築物のエネルギー統計の強調 (5)ESCO事業の推進・ビルの省エネルギーの実施	(1)40種類の製品の効率基準の改正・強化 (2)建築省エネルギー基準の改正 (3)25個製品を対象にラベリングの実施 (4)高効率照明補助資金 (5)省エネルギー惠民事業による省エネルギー家電への補助
運輸	(1)車両、船舶、道路、港湾など業種の1,000社企業による省エネルギー等の特別活動を実施 (2)燃料税の導入 (3)道路輸送車両燃料消耗料計測・監督管理方法を実施	(1)乗用車、トラックなどの燃費基準の実施 (2)乗用車のラベリング (3)省エネルギー車への補助金 (4)小型車への税制優遇

(出所)各種資料より作成

中国政府の試算では、第11次五カ年計画(2010年-2010年)期間中では、エネルギー消費量を標準石炭換算6.3億t(およそ日本の1年分の消費量)節約できた。代表的な省エネルギー指標として、30万kW以上の火力発電のシェアが50%から73%に上昇、送電端火力効率33.2%から36.9%に上昇、大型高炉(1,000 m³以上)のシェアは48%から61%に上昇、CDQ(乾式コークス冷却技術)の普及率が30%から80%に上昇、粗鋼生産総合効率が12.1%上昇など、数多くの省エネルギー実績をあげることができる。

主な省エネエネルギー政策

第11次五カ年計画期間中で実施され、特に省エネルギーの前進をもたらした政策としては、①十大重点省エネルギープロジェクト、②千社企業省エネルギー行動、③低効率生産設備の強制廃棄制度、④効率基準の引き上げとラベリング制度、⑤生産者と消費者への各種省エネ

ルギー奨励制度の実施などが挙げられる。これらの制度の実施にあたり、中央、地方、企業等などではそれぞれ省エネルギー組織(その多くが組織のトップが省エネルギー組織のトップを務める)を再構築するとともに、目標の割り当てと問責制度の実施が決め手となった。

目下、中国では第12次五カ年計画(2011年-2015年)を実施している。省エネルギー目標はGDP当たりのエネルギー消費量を2015年に対2010年比16%削減するとし、同時に5年間でCO₂排出原単位を17%削減し、非化石エネルギーの一次エネルギー消費に占める比率を11.4%に向上させる数値目標も設定された。

新しい省エネルギー目標の実現に向けて、中国政府は「第12次五カ年計画期間中における省エネルギー計画」を策定して、国務院の通知として配布している。業種ごとのエネルギー利用効率の改善目標が詳細に定められているのが特徴である。また、省エネルギー問責制度、低効率設備の廃棄制度、省エネルギーに関する補助制度などを引き続き強化していくのが強調されている。なかには、新しい試みとして、①エネルギー消費量の総量コントロール制度、②生産プロセスと最終エネルギー消費機器に対してトップランナー制度の導入、③二酸化炭素排出量取引制度の実験、などが計画されている。

今後の展望

中国における省エネルギー取り組みの特徴の1つとして挙げられるのが、即効性を求める強い行政手段が取られている点である。市場メカニズムの活用として、燃料税の導入、省エネルギー助成の実施、効率基準の改善などが取られていたものの、省エネルギー割当制度、一票否決制度(問責制度)、低効率生産設備の廃棄制度など、いずれも行政の力で進められおり、省エネルギーの功を奏した。

しかしながら、中長期的に中国は省エネルギー取り組みを続けていくには、いずれきめ細かいエネルギー管理の軌道に乗るのが求められる。その際には現場におけるエネルギー管理の強化とエネルギー管理の専門家の育成が欠かせない。日本におけるエネルギー管理士制度を中心にエネルギー管理制度や、組織的なエネルギー管理に重点に置くISO 50001規格は、大いに参考になるのが間違いないであろう。そして、こうした取り組みは、中国の長期のエネルギー需給に大きな影響を及ぼすであろう。

12.2 インド

省エネルギー政策全般

インドにおける省エネルギー政策は、第9次5カ年計画の2001年に制定された省エネルギー法及び電力省にエネルギー効率局(BEE: Bureau of Energy Efficiency)が設置されたことにより本格化した。エネルギーを管轄する省庁は石炭省、石油・天然ガス省、電力省、新・再生可能エネルギー省、原子力庁の5つに分かれており独自にエネルギー政策を策定してきたが、第10次5カ年計画の2006年に総合エネルギー政策(Integrated Energy Policy)が計画委員会(Planning Commission)により作成され、増大するエネルギー需要に見合う供給を行うことは

不可能であり省エネルギーの重要性を訴えている。

表12-2 インドにおける省エネルギー政策の概観

政策	省エネルギー管理の強化	省エネルギーに関する規制と助成
全般	(1)省エネルギー目標 CO ₂ 削減目標: 2020年までに2005年比GDP当たり二酸化炭素排出量を20~25%程度削減(NAMA) 省エネルギー: 2015年までに23 Mtoe/年(CO ₂ 換算で98.55 Mt/年) (NAPCC: NMEEE) 省エネルギー目標: 2012年5%の省エネルギーの達成(第11次5カ年計画) (2)主な法律 「省エネルギー法」の施行 (3)主な省エネルギー制度 エネルギー効率の向上に関する国家ミッション(NMEEE: National Mission on Enhanced Energy Efficiency) (4)主な省エネルギープロジェクト 業績達成と取引(PAT: Perform Achieve and Trade)、エネルギー効率向上のための市場変化(MTEE: Market Transformation for Energy Efficiency)、エネルギー効率のファイナンスプラットフォーム(EFP: Energy Efficiency Financing Platform)、エネルギー効率のよい経済発展のためのフレームワーク(FEED: Framework for Energy Efficient Economic Development) (5)その他規制と支援: ESCOの推進、エネルギー補助金(内部扶助制度)	
産業	(1)指定エネルギー消費者の「エネルギー消費状況報告書」の作成を義務付け (2)指定エネルギー消費者のエネルギー監査の実施、エネルギー管理士の選任、エネルギー利用状況の報告 (3)業績達成と取引(PAT: Perform Achieve and Trade) (4)中小企業における省エネルギーSMEプログラムの実施 (5) ESCO事業の推進による省エネルギーの実施	(1)エネルギー監査費用と報告書作成費用の補助 (2)ESCO融資支援 (3)中小企業の省エネルギープロジェクト融資支援
民生	(1)「建物省エネルギー規約」の実施 (2)オフィスビル星等級評価スキーム (3)照明の省エネルギープロジェクトの実施	(1) 14製品にラベル実施 (2)省エネルギービルコード (3)オフィスビル星等級ラベル (4)省エネルギー設備導入に対する加速償却制度 (5) ESCO融資支援
運輸	(1) 3万t以上の鉄道輸送企業のエネルギー使用状況の報告とエネルギー管理者の任命 (2)購入15年以上車の使用禁止 (3)ドライバトレーニングプログラム (4)運輸業者のモデル停車場プログラム	(1)「自動車燃費基準」の制定 (2)自動車燃費表示制度の義務化予定

(出所)各種資料より作成

第10次5カ年計画の2008年に政府が発表した国家気候変動行動計画(NAPCC: National Action Plan on Climate Change)では気候変動対策のために分野別に8つのミッションが設立され、省エネルギーに関してはエネルギー効率の向上に関する国家ミッション(NMEEE)がある。このミッションでは、①業績達成と取引(PAT)、②エネルギー効率向上のための市場変化(MTEE)、③エネルギー効率のファイナンスプラットフォーム(EFP)、④エネルギー効率のよい経済発展のためのフレームワーク(FEED)が主要施策となっている。特に産業部門の省エネルギー推進にフォーカスしたのがPATで、一種の排出権取引であり、エネルギー消費原単位

が改善の対象となっている。目標以上の達成部分は省エネルギー証書(ESCert)として市場取引することができる。目標未達の工場は、ESCertを購入することができるが、それでも目標未達の場合はペナルティーを支払わなければならない。

さらに、2012年4月からインドでは第12次5カ年計画が始まったが、2011年8月に計画委員会が発したApproach to the Twelfth Five Year Planではエネルギー部門の課題のトップに省エネルギーが記載されている。インド政府の省エネルギーに対する認識は非常に高いものとなっている。

主な省エネルギー政策

省エネルギー法の概要は、①横断的な省エネルギー政策の推進機関であるBEEの設置、②エネルギー多消費15業種を指定する指定エネルギー消費者(DCs: Designated Consumers)、③エネルギー管理士・エネルギー監査士の資格制度、④エネルギー消費機器類の基準・ラベル制度、⑤建物に関する省エネルギー規則などである。

第11次5カ年計画では、2012年までに5%の省エネルギー目標が設定された。この目標達成のための国家指定機関としてBEEが指定され、州政府には州指定機関(SDA: State Designated Agency)が設置された。産業部門では、省エネルギー法において15業種が例示されているが、一定規模以上の9業種が指定エネルギー消費者として指定され、年次報告書・エネルギー監査の実施・エネルギー管理者等の設置が義務付けられている。家庭部門の4億個の白熱球の蛍光灯への交換、農業部門に対する非効率な農業用ポンプの更新など、インドのエネルギー事情を反映した取組みが実施されている。また、省エネルギー法に基づく指定エネルギー消費者(鉄道を除く)に対して、PATスキームが2011年から開始された。

今後の展望

インド経済は発展途上にあり、それに伴いエネルギー需要も増加している。電力供給は、電力需要増に追いつかず、停電が頻発している。また、クロスサブシディーと呼ばれる農業・家庭部門には電気料金を安く、工業・商業部門には電気料金を高く設定するエネルギー補助金制度や送配電損失が高い問題を抱えている。BEEが農業用ポンプの省エネルギーに取り組むのには、農業用電力料金の低さが背景にある。このように、インドでは省エネルギーの必要性の認識は高い。しかし、インドはプライスセンシティブの国とも言われており、省エネルギー機器は価格が高いため、選択されにくい傾向がある。

第12次5カ年計画でも、これまでの省エネルギー施策が継続されていくことになる。特に、機器の省エネルギーと産業部門の省エネルギーが強化される。また、電力不足の状態が続くと考えられるため、電力需要を抑制する対策が必要とされる。

12.3 ASEAN

省エネルギー政策全般

インドネシア、タイ、マレーシア、フィリピン、ベトナムなどの東南アジア主要国では、

省エネルギー政策の推進を重要課題として取り組んでいる。経済成長に伴い、エネルギー消費が増大し、国内化石燃料資源の生産が減少した結果、エネルギー供給面における不安定さや対外依存度が高まっているが背景にある。また、エネルギー消費増に伴う地球環境問題の解決と同時に、持続可能な経済成長を実現するためにも、エネルギー利用効率の改善が求められている。各国政府は、省エネルギー技術の普及と省エネルギー政策の促進のためには、省エネルギー法の制定や中長期省エネルギー目標の策定、法規制の強化や実施体制の整備を行うとともに、補助金や税制優遇などの助成措置も多く導入してきた。表12-3は、東南アジア主要国であるインドネシア、タイ、マレーシア、フィリピンやベトナムを中心に、2012年10月現在の省エネルギー政策を概観したものである。

表12-3 ASEAN主要国における省エネルギー政策の概観

政策	省エネルギー管理の強化	省エネルギーに関する規制と助成
全般	(1)省エネルギー目標 インドネシア: エネルギー弾性値を2025年までに1以下に タイ: GDPのエネルギー原単位を2030年までに2005年比で25%削減 マレーシア: 国家目標なし フィリピン: 2008-2030年までの年間最終エネルギー消費の10%相当を節約 ベトナム: 2006-2010年3-5%、2010-2015年5-8%の省エネルギー目標 (2)省エネルギー法 インドネシア: 2007年に省エネルギー法、2009年に省エネルギー規制を策定 タイ: 1992年に省エネルギー促進法(Energy Conservation Promotion Act B.E.2535)を制定、1998年に施行、2007年に改正 マレーシア: 省エネルギーを促進する法令が存在せず フィリピン: 「省エネルギー推進等のための法律(An Act to Further Promote Energy Conservation and for Other Purposes, Republic Act 73)、1980-1990年まで有効。2012年現在は省エネルギーを促進する法令が存在せず ベトナム: 2008年に省エネルギー法を策定、2011年1月に施行	
産業	(1)指定工場・エネルギー使用者のエネルギー管理者制度、省エネルギープログラムの策定、省エネルギー診断・監査等…インドネシア、タイ、ベトナム (2)国際機関の資金援助の下で省エネルギーに関するプロジェクトの実施…タイ、マレーシア、フィリピン、ベトナム等	(1)省エネルギー投資への補助または税制優遇制度…インドネシア、タイ、マレーシア、ベトナム (2)省エネルギー投資の融資補助制度…タイ、マレーシア、フィリピン
民生	(1)白熱電球の段階的廃止と高効率照明の導入促進…タイ、マレーシア、フィリピン (2)建物の省エネルギー促進ための規格や自主ガイドラインの作成…タイ、マレーシア、フィリピン、ベトナム (3)ESCO事業の推進…タイ、マレーシア、フィリピン (4)普及啓発活動や省エネルギー教育キャンペーン…マレーシア、フィリピン	(1)エネルギー製品の効率基準の制定…インドネシア、タイ、マレーシア(自主)、フィリピン、ベトナム (2)エネルギー製品のラベリング制度の実施…インドネシア、タイ(自主)、マレーシア(自主)、フィリピン(自主)、ベトナム
運輸	特になし	特になし

(出所)各種資料より作成

主な省エネエネルギー政策

省エネルギーの施策は経済発展の柱である産業を中心に行われている。省エネルギー法が

存在するインドネシア、タイ、ベトナムでは、大規模エネルギー使用者を指定し、エネルギーマネジャーの配備や省エネルギープログラムの策定、定期的なエネルギー監査の実施、省エネルギー実施の年次報告提出などを義務付けている。省エネルギー法のない国では、国際機関の資金援助や協力の下で数多くの産業省エネルギープロジェクトを実施してきた。この中には、タイの「産業エネルギー効率プロジェクト(CF: Industrial Energy Efficiency)、国連地球環境保護基金(UN/GEF)」、マレーシアの「産業省エネルギー改善プロジェクト(Malaysian Industrial Energy Efficiency Improvement Project)、UN/GEF」、ベトナムの「ベトナムにおける生産のクリーン化とエネルギーの節約プロジェクト(Vietnam Clean Production and Energy Efficiency Project)、UN/GEF」などがある。

省エネルギー投資を奨励するためには、補助金制度、融資スキーム、または税制優遇制度が各国で導入している。このほか、省エネルギー政策の促進・推進を目的とした基金も存在している。タイの「省エネルギー促進基金(Energy Conservation Fund, ENCON)」がその一例である。

民生部門においては、家庭や業務部門の省エネルギー化を目指して、タイ、マレーシアやフィリピンでは、白熱電球の段階的な廃止、かつ高効率照明への転換計画を実施している。冷蔵庫、テレビ、エアコンなどの家電製品の効率基準やエネルギー効率を多段階で示すラベリング制度を規制または自主で実施している。

今後の展望

今後、エネルギー需要の急増が見込まれている東南アジア諸国では、国内資源の温存やエネルギーの安定供給を確保するため、また温室効果ガスの排出を抑制するため、省エネルギーへの取組みは、持続可能な開発を確保する上で重要な措置であると考えられる。OECD諸国と比べてまだ効率が低い水準にある産業プロセスにおける省エネルギーポテンシャルは大きい。また、経済が発展するにつれ、所得水準の向上による家電機器保有の増加やモータリゼーションの進展におけるエネルギー消費の拡大も重視すべき課題である。エネルギー消費の抑制や効率化の観点から見ても、これらの分野における省エネルギー取り組みは重要な意味を持つ。

しかしながら、東南アジア諸国では、エネルギーに対する補助金制度が存在しており、エネルギー価格が低く抑えられているため、省エネルギーのインセンティブが働かず、省エネルギーの推進に対する大きな障壁になっていることも実情である。今後、より実効性のある省エネルギー政策を実施するためには、省エネルギー政策を早期立案し、省エネルギーの実施体制や法規制の強化・整備、税制や人材育成・啓蒙運動などの能力開発も含めた政府からの支援を一層強化する必要がある。

12.4 中東

省エネルギー政策全般

中東諸国における省エネルギーへの取り組みの状況はさまざまである。イランでは、省エネルギー法が形成され、産業部門を中心としたエネルギー管理制度が実施、中東諸国の中では最も進んでいる。エジプト、カタール、サウジアラビア、UAEでは、省エネルギー法を整備するようになった。一方、これらの国とは対照的にイラク、バーレーンでは特に進んでいない。

資源国のイラン、カタール、サウジアラビア、UAEでも、今後のエネルギー輸出余力を確保するため、省エネルギー政策が推進されている。すなわちこれらの国では、国内で電力や石油製品、ガス等が国際水準を大きく下回る低い価格で提供されていることもあり、省エネルギーに対する取り組みが従来行われてこなかった。しかし、近年の好景気と人口増にともなって、国内のエネルギー需要が大きく拡大した結果、石油や天然ガスの輸出余力が減少している。さらに、近年の国際エネルギー価格の高止まりで、貴重な外貨獲得手段である石油や天然ガスの輸出余力の確保がいっそう重要だと認識されるようになった。現在、これらの国では、電力や産業及び民生部門を対象に省エネルギーに対する取り組みが進められている。

表12-4 中東諸国における省エネルギー政策の概観

政策	省エネルギー管理の強化	省エネルギーに関する規制と助成
全般	(1)省エネルギー目標 エジプト: 2022年までにエネルギー効率を8.3%向上 サウジアラビア: 2020年までにGDPあたりのエネルギー原単位を半減、国際水準にまで改善 (2)省エネルギー法の形成 イラン: 「エネルギー消費管理法」の法制化作業中 エジプト: 現在策定中 カタール: 「Law No.26 of 2008」により水や電気の使用を制限 サウジアラビア: サウジアラビア初となる省エネルギー法案が策定され、現在関係機関によるレビュー中	
産業	工場でのエネルギー管理…イラン、サウジアラビア: 制度の準備中	
民生	普及啓発活動や省エネルギー教育キャンペーン…カタール、サウジアラビア	(1)エネルギー製品の効率基準の制定…イラン、エジプト、サウジアラビア、UAE (2)エネルギー製品のラベリング制度の実施…イラン、エジプト、サウジアラビア、UAE (3)建築物の断熱義務化…イラン、サウジアラビア、UAE
運輸	(1)公共交通機関の整備…サウジアラビア、UAE (2)啓蒙活動の実施…サウジアラビア、UAE	

(出所)各種資料より作成

エネルギー資源に乏しいエジプトでは、今後エネルギー資源の輸入が見込まれていることから、省エネルギー政策が推進されている。ただし、これを包括的に推進するための省エネルギー法は現在策定中となっている。

イラクでは、政府基盤が磐石でないことから省エネルギー政策の形成に至っていないのが実情である。また、バーレーンでは国内エネルギー需給の逼迫が将来的な見通しとしてあるものの、体系的な省エネルギー政策は存在しない。

主な省エネエネルギー政策

省エネルギー政策の対象部門ならびに進展度合いは国によって異なる。イランでは、日本型のエネルギー管理士制度を参照とした制度が産業部門の省エネルギー対策として実施されている。サウジアラビアでも、産業部門及び業務部門を対象として、エネルギー管理士制度を導入する準備を行っている。

民生部門の政策としては、イラン、エジプト、サウジアラビア及びUAEでは、家電製品のラベリングを実施している。また、各国におけるエネルギー需要拡大要因として大きなウエイトを占める冷房需要の抑制・管理という観点から、イラン、サウジアラビア、UAEでは建築物の断熱化が重要視されている。ただしサウジアラビアなどでは、建築基準法に断熱化が義務付けられているものの、実際に建築物のオーナーが法律を遵守しているとは限らない場合が散見される。このような事態に対応するために、政府として法律の実施状況をモニタリングする制度の導入が検討されている。

中東諸国では交通手段として自動車依存が高く、石油製品需要を牽引している。各国において、自動車産業がないことから燃費規制は導入されておらず、石油需要の抑制を目途とした具体的な政策は実施されていない。石油製品価格も社会厚生観点から、低水準に抑えられていることも、石油需要増加に大きく寄与している。他方、道路混雑の解消を主な目的として、サウジアラビアやUAEなどでは都市部の鉄道を中心とした公共交通機関導入が計画されている。

今後の展望

中東諸国では今後省エネルギー政策の立案・実施が遂行されるであろう。その際、資源国では、貴重な輸出資源を持続的に利用することがドライバーとなる。一方、効果的な手段と目されるエネルギー補助金の削除などは、政治的な理由から実施が難しい。また法律が整備されたとしても、いかにして実効力を高めるかが問題で、その際、モニタリングなどの補完的制度が構築される必要がある。政府としても費用対効果の高い政策オプションから導入するなど、制度設計をする際に、全ての政策オプションを検討し、優先順位をつけて省エネルギー政策を推進することが望まれるだろう。

付表

