

地球環境対策と石炭需給*

国際協力プロジェクト部 副 部 長 三室戸義光
主任研究員 小泉 光市

はじめに

日本の 2001 年における一次エネルギー供給は前年比マイナス 0.3%と微減であったが、その内訳をエネルギー源別にみると、石炭 4.7%、LNG3.7%、石油マイナス 2.8%、原子力マイナス 8.7%となっている（日本エネルギー経済研究所ホームページ、統計情報インデックス（<http://eneken.ieej.or.jp/statistics/index.html>））。石炭が最も顕著な伸びを示したことになるが、2001 年における石炭の国内供給量は石炭換算 1 億 5,100 万トンで、早くも 2001 年 7 月に報告された総合資源エネルギー調査会の見通しにおける目標ケースの 2010 年レベルである石炭換算 1 億 5,100 万トンに到達している。今後も石炭火力を中心に石炭需要は堅調に伸びていくと予想され、同見通しの目標ケース（＝京都議定書の目標値の達成）からますます乖離していく可能性が増している。

このような状況において石炭起源の CO₂ 排出量は石炭の消費と共に増加していくと予想されるが、同時に地球環境対策の観点から CO₂ 排出量削減の強化が必要となるだろう。CO₂ 排出量削減対策における制度面は炭素税・環境税などの国内対策と京都メカニズムに代表されるグローバルな対応に大別される。ここでは国内対策および京都メカニズムが石炭需給に与える影響について分析を行う。

1 日本の石炭需給の現状及び見通し

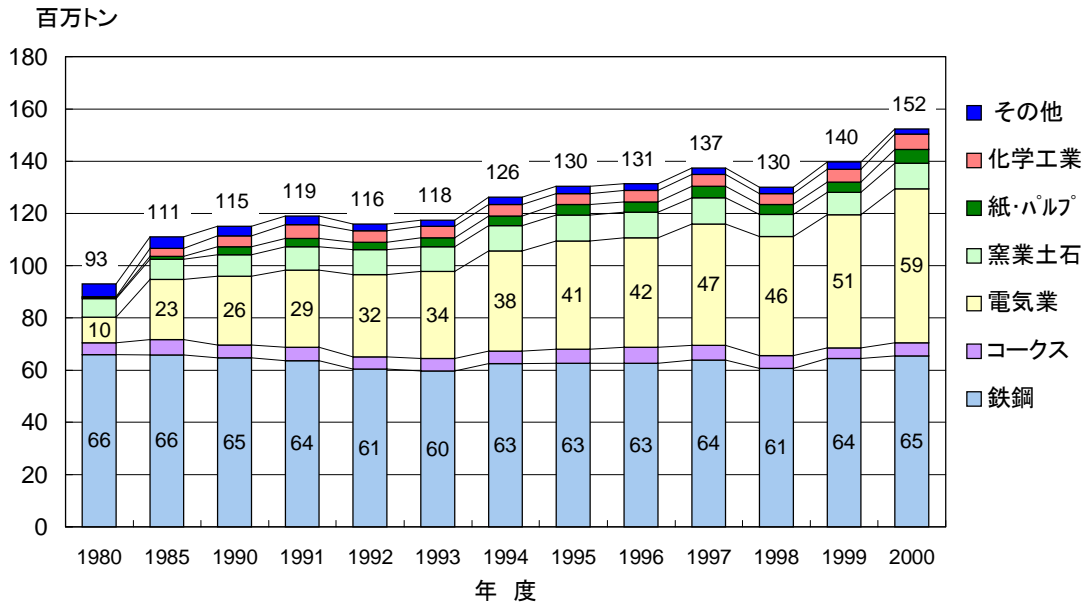
1-1 石炭需給の現状

日本における一次エネルギーの総供給は 1990 年では石油換算 4 億 5,900 万トンであったが、2001 年には同 5 億 4,600 万トンでその間の伸びは年率 1.6%となっている。その中で石炭は 1990 年の同 7,900 万トンから 2001 年の同 1 億 600 万トンと年率 2.7%で伸びており、一次エネルギーの伸びを大幅に上回っている。2001 年における一次エネルギー供給の構成は石油 50%、石炭 19%、LNG13%、原子力 12%、その他 6%であり、石炭は石油に次いで重要な日本のエネルギー供給の担い手となっている。

日本の石炭需要は 1980 年度では 9,300 万トンで、その内 71%は鉄鋼向けの原料炭が占めていた。原料炭の需要はその後横這いしないし微減傾向で推移しているが、一方、一般炭の方は二度に亘る石油危機の影響により、電力用一般炭を中心に需要が堅調に伸びてきている（図 1.1）。1984 年度には石炭需要は 1 億トンを超え、1997 年度には一般炭の需要が原料炭の需要を上回った。また、近い将来には電力用石炭需要が鉄鋼用石炭需要を上回らう。

* 本報告は新エネルギー・産業技術総合開発機構より（財）日本エネルギー経済研究所に委託された「平成 13 年度海外炭開発高度化調査・海外炭開発促進調査（エネルギー安全保障および地球温暖化防止の観点から見た石炭需給）」の一部を加筆、再調整したものである。公表の許可を頂いた新エネルギー・産業技術総合開発機構のご理解、ご協力に感謝する。

図 1.1 産業別石炭需要の推移



出所：「平成 12 年エネルギー生産・需要統計年報」より作成

1-2 総合資源エネルギー調査会の見通しとその課題

平成 13 年 7 月、総合資源エネルギー調査会から報告された長期エネルギー供給見通しは、表 1.1 の通りである。

表 1.1 総合資源エネルギー調査会による見通し

(単位：原油換算百万 kl)

年度 項目	1990年度		1999年度		2010年度			
					基準ケース		目標ケース	
一次エネルギー供給	526		593		622		602程度	
エネルギー別区分	実数	構成比%	実数	構成比%	実数	構成比%	実数	構成比%
石油	307	58.3	308	52.0	280	45.0	271程度	45程度
石炭	87	16.6	103	17.4	136	21.9	114程度	19程度
天然ガス	53	10.1	75	12.7	82	13.2	83程度	14程度
原子力	49	9.4	77	13.0	93	15.0	93	15程度
水力	22	4.2	21	3.6	20	3.2	20	3程度
地熱	1	0.1	1	0.2	1	0.2	1	0.2程度
新エネルギー等	7	1.3	7	1.1	10	1.6	20	3程度
再生可能エネルギー	29	5.6	29	4.9	30	4.8	40	7程度
最終エネルギー消費	349		402		409		400程度	

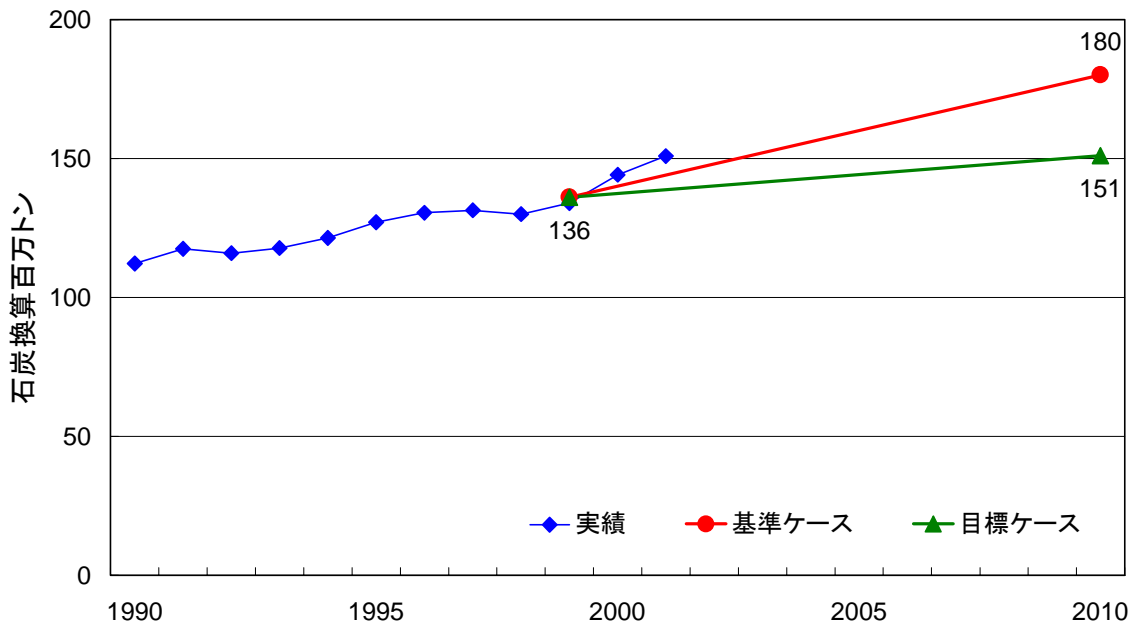
注記：再生可能エネルギーには、新エネルギー、水力および地熱が含まれる。

出所：総合資源エネルギー調査会、総合部会/需給部会、報告書「今後のエネルギー政策について」(平成 13 年 7 月)より作成

一次エネルギーの総供給は基準ケースで 1999 年度実績の原油換算 5 億 9,300 万 kl から 2010 年度では同 6 億 2,200 万 kl に増加し、また目標ケースでは 2010 年度で同 6 億 200 万 kl になると予測している。その中で石炭供給は基準ケースで 1999 年度実績の原油換算 1 億 300 万 kl から 2010 年度では同 1 億 3,600 万 kl に増加し、また目標ケースでは 2010 年度で同 1 億 1,400 万 kl 程度としている。これらの数値は同調査会が平成 10 年に報告した数値、すなわち 2010 年度の基準ケースが原油換算 1 億 700 万 kl、対策ケースが同 9,200 万 kl であったのに対し、大幅な上方修正となった。これは平成 10 年の長期需給見通しでは、2010 年に向けて原子力の導入を大きく想定してきたが、今回の見通しでは、電力長期計画に基づく現実的な数字で原子力の下方修正が加えられたことが大きな要因と思われる。

今回の見通しの中で石炭需要について注目し、単位を石炭換算 (tce) に変換して作成したのが図 1.2 である。2010 年度における石炭供給は基準ケースで 1 億 8,000 万 tce、同じく目標ケースで 1 億 5,100 万 tce となる。同見通しを作成する上で実績として採用されたのは 1999 年度の石炭供給の 1 億 3,600 万 tce であったが、しかし 2001 年 (暦年) の石炭供給は 1 億 5,100 万 tce と既に 2010 年の対策ケースにおける見通しの数値レベルに到達している。

図 1.2 石炭供給実績および政府見通し



注記：実績は暦年、見通しは年度

出所：統計資料および総合資源エネルギー調査会報告書より作成

2001 年度 (平成 13 年度) 版「電力供給計画の概要」によれば、2000 年度末の石炭火力設備能力は 2,922 万 kW (全体の 12.8%) であるが、石炭火力発電所の建設促進により、2010 年度末には 4,413 万 kW (全体の 16.2%) に達する。これに伴い石炭の所要量は 2005 年度には 7,254 万トン (対 2000 年度 1,360 万トン増)、2010 年度には 7,065 万トン (対 2000 年度 1,171 万トン増) に増加する見込みである (表 1.2)。

この様に石炭需要実績および今後の石炭火力による石炭需要見通しを考慮するならば、2010 年度の石炭供給を 1 億 5,100tce に抑えることは極めて難しいと言えよう。

今回の総合資源エネルギー調査会報告の基本的な問題点として以下の 2 点が考えられ、そのエネルギー見通しおよび CO₂ 排出量削減については現実からかなり離れている可能性

が大きい。

基準ケースそれ自体がかなりの省エネルギーをすでに見込んでおり、いわゆる自然体ケースとは言えない。

1999～2010年度に実質GDPが年率2%で伸びても、最終エネルギー消費は基準ケースで年率0.16%、目標ケースで年率マイナス0.05%とほぼ横這いに抑制する必要がある(表1.1参照)。これは、経済成長とエネルギー消費が乖離する(decoupling)ことを意味する。このような事象は1970年代の石油危機の時には起きたが、平常時には起きたことはない。CO₂排出量削減を実現させるためにはライフスタイルの大幅な変化を含めて、国民に痛みを伴うような省エネルギーを徹底しなければならないと思われる。

表1.2 電源別設備容量および発電電力量の推移

平成12年度末 (2000年度)	設備容量		発電電力量		稼働率	所要燃料 万トン、万kl
	万kW	比率	億kWh	比率		
水力	4,478	19.5%	905	9.6%	23.1%	-
原子力	4,492	19.6%	3,197	34.0%	81.2%	-
石炭	2,922	12.8%	1,681	17.9%	65.7%	5,893.7
LNG	5,722	25.0%	2,491	26.5%	49.7%	3,944.4
石油	4,839	21.1%	935	9.9%	22.1%	2,611.6
その他	460	2.0%	196	2.1%	48.6%	-
合計	22,913	100.0%	9,405	100.0%	46.9%	
平成17年度末 (2005年度)	設備容量		発電電力量		稼働率 %	所要燃料 万トン、万kl
	万kW	比率	億kWh	比率		
水力	4,568	18.6%	969	9.6%	24.2%	-
原子力	4,958	20.2%	3,547	35.1%	81.7%	-
石炭	3,975	16.2%	2,069	20.5%	59.4%	7,254.0
LNG	5,888	24.0%	2,388	23.6%	46.3%	3,781.3
石油	4,731	19.3%	874	8.7%	21.1%	2,441.2
その他	435	1.8%	258	2.5%	67.7%	-
合計	24,555	100.0%	10,105	100.0%	47.0%	
平成22年度末 (2010年度)	設備容量		発電電力量		稼働率 %	所要燃料 万トン、万kl
	万kW	比率	億kWh	比率		
水力	4,810	17.7%	993	9.1%	23.6%	-
原子力	6,185	22.7%	4,334	39.8%	80.0%	-
石炭	4,413	16.2%	2,015	18.5%	52.1%	7,064.7
LNG	6,696	24.6%	2,502	23.0%	42.7%	3,961.8
石油	4,694	17.2%	792	7.3%	19.3%	2,212.2
その他	431	1.6%	257	2.4%	68.1%	-
合計	27,229	100.0%	10,893	100.0%	45.7%	

注記：2000年度の発電電力量および所要燃料は推定実績

出所：「平成13年度電力供給計画の概要」より作成

2 石炭火力の経済的優位性

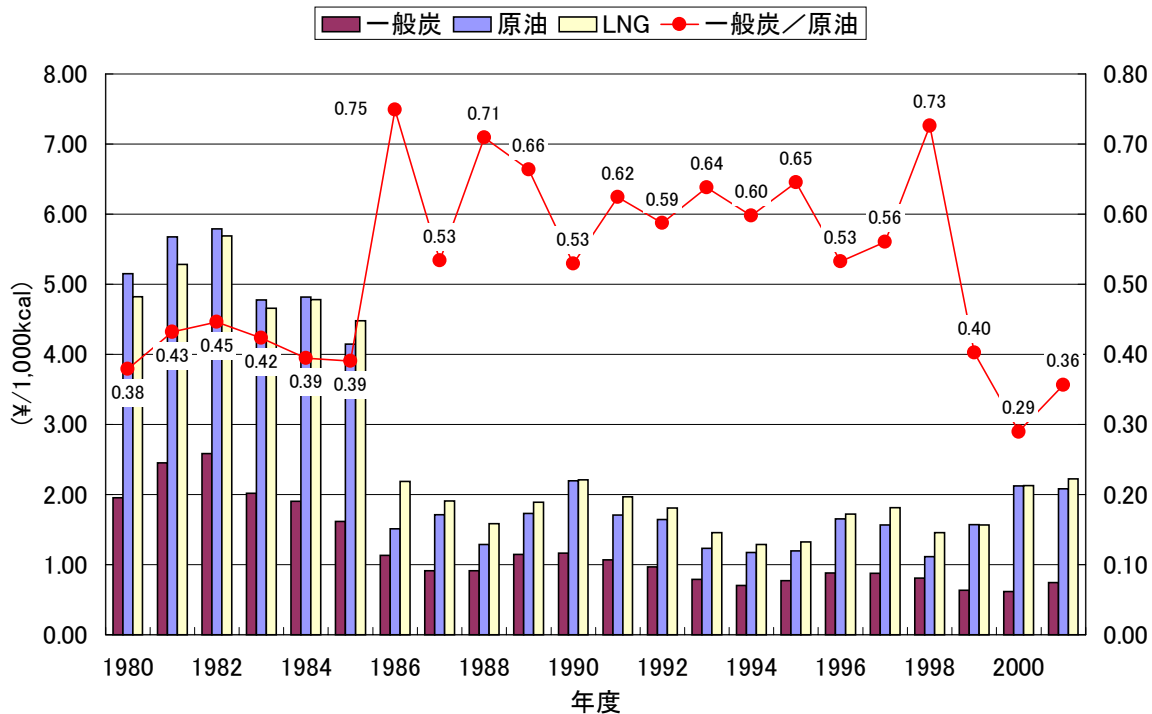
石炭需要が今後も伸びていくという見通しの背景には、石炭の安定供給における信頼性と価格競争力（経済性）における優位性があげられるが、ここでは、石炭火力の優位性について検証する。

2-1 石油価格に対する石炭価格の優位性

日本の一般炭需要は、二度に亘る石油危機によって石油価格が暴騰した際に復活したものであるが、その復活の最大要因は石炭価格が暴騰した石油やガスの価格よりも低廉であったことである。この経緯からしても、また石炭のハンドリング性、環境負荷といった短所の面を考慮するならば、石炭は価格低廉性という最大の長所を備えない限り、利用価値が薄れてしまうことになる。したがって、石油価格は石炭価格の天井である。1980年代前半に比べるとその天井価格が低くなってきているが、石炭価格も生産性の向上などにより、安くなっているのが現状である。

石炭価格と原油価格の関係をみると、図 2.1 に示すように発熱量当たり（1,000kcal）の日本着 CIF 価格において、石炭価格は原油価格と同じ傾向を示しながら変動している。しかし、石炭価格は原油価格よりも常に低廉、また変動幅は小さく、安定的に推移していると言える。特に 80 年代前半、1984 年までは石炭価格の原油価格に対する価格優位性は高く、つまり一般炭価格/原油価格の比は極めて小さく、0.38～0.45 の間で推移していた。しかし、1986 年の逆石油危機の年には 0.75 まで急上昇している。その後は 1998 年までは 0.53～0.73 の間で推移していたが、1999～2000 年になると原油価格が急上昇する一方で、石炭価格は極めて安定的に推移したことから、同比は 0.29～0.40 と低くなっている。

図 2.1 日本着 CIF 価格における原油価格と石炭価格の関係



注記：2001年のデータは暦年ベース、折れ線グラフ上の数値は一般炭/原油価格比を示す。
出所：大蔵省「日本貿易月報」より作成

1985 年には石油危機以降の大きな流れとなっていた需要家による石油から石炭への燃料転換が停滞し、一部では石炭から石油への逆転換現象が起こった程である。したがって、原油価格に対する石炭価格の上限比率は、発熱量ベースで 75%程度とみてよいだろう。

2-2 電源における石炭の優位性

石炭火力、石油火力、LNG 火力、原子力および水力の各種電源における発電原価を表 2.3 に示す。

表 2.1 各電源の発電原価

電 源		石炭火力	LNG 火力	石油火力	原子力	水力
発電原価(円/kWh)		6.46	6.42	10.16	5.86	13.63
前提条件	出力(万 kW)	90	150	40	130	1.5
	運転年数(年)	40	40	40	40	40
	設備利用率(%)	80	80	80	80	45
	燃料価格 注1	38.8(\$/t)	18,902(¥/t)	13.13(\$/bbl)		
	燃料価格上昇率 注2	0.88(%/y)	1.82(%/y)	3.36(%/y)		
	為替レート:128.02(平成 10 年度平均値)、割引率:3%					

注 1) 平成 10 年度平均値

注 2) IEA 「World Energy Outlook」の 2015～2020 年の予測値と平成 10 年度平均値より試算
出所：総合エネルギー調査会・原子力部会資料（1999 年 12 月 16 日）より作成

発電原価が最も安い電源は原子力で 5.86 円/kWh、続いて LNG 火力が 6.42 円/kWh、石炭火力が 6.46 円/kWh、石油火力が 10.16 円/kWh、水力が 13.63 円/kWh と順に高くなっている。原子力は発電原価、特に運転コストが安いことからベースロードとして可能な限り、最大の発電を行うことが経済的に有利となる。今後の電源開発において原子力への期待が大きい、原子力の新設は地元住民の支持を得ることが難しく、他の電源開発にも頼らざるを得ないのが現状である。水力の場合は、既設のものと新設のものに分けて評価すべきである。水力の発電原価が高いのは初期投資コストが高いためであるが、運転コストの方は極めて安い。したがって、既設の水力発電では水量が確保できる限り、最大限の発電を行うことが経済的に有利であるといわれ、発電電源の選択における優位性は高い。しかし、新設の電源の比較においては初期投資コストを考慮する必要があり、同コストの高い水力発電の新規建設は経済性の面から不利となる。

経済性の面における運転の優先順位は原子力、既設水力に続いて火力発電となるが、火力発電の中でも石炭火力、LNG 火力がほぼ同等のコスト優位性を持ち、石油火力は両火力に対しコストが高く競争力はないと言える。表 2.1 の試算によると石炭火力は LNG 火力に対し kWh 当たり 0.04 円高くなっているが、以下の理由からその LNG 火力の石炭火力に対する優位性は逆転するものと思われる。

図 2.1 から明らかなようにカロリー当たりの石炭価格は常に LNG 価格より安い、試算に採用された平成 10 年度（1998 年度）は他の年と比べて、石炭価格は LNG の価格により近づいている。1981～2001 年におけるカロリー当たりの平均石炭価格は同 LNG 価格の 48%であるのに対し、1998 年では同比率が 56%となっている。

試算では設備利用率を石炭および LNG 火力ともに 80%としているが、実態はかなり

異なっている。ベースロード主体の石炭火力の稼働率はミドルおよびピーク対応のLNG火力の稼働率よりも高い。2000年度における実績では、石炭火力が65.7%とLNG火力の49.7%を16%上回っている(表1.2)。試算では設備利用率が変化した場合の感度分析を行っているが、LNG火力の設備利用率が70%の場合の発電コストは6.78円/kWh、同じく60%の場合は7.27円/kWhと石炭火力(設備稼働率：80%)のコストよりも高くなる(表2.2)。

表2.2 設備利用率と発電原価の関係

	設備利用率	発電原価(円/kWh)
石油火力	30%	16.11
	70%	10.67
	80%	10.16
LNG火力	60%	7.27
	70%	6.78
	80%	6.42
石炭火力	70%	7.00
	80%	6.46

出所：総合エネルギー調査会・原子力部会資料(1999年12月16日)より作成

先に水力発電の経済性と同様に、既設の石炭火力の場合は燃料コストが安いことから、LNG火力よりも石炭火力が最大負荷となる運転を行った方が、償却を考慮しない運転時点のキャッシュアウト(設備投資というキャッシュアウトはすでに以前に発生済み)がより小さくなる。すなわちキャッシュフローの面で有利である。

平成13年7月の総合資源エネルギー調査会の報告書における一つの試算のシナリオとして、「・・・天然ガスの1kWh当たりの総発電コストが石炭より安価になる利用範囲を拡大させることにより、天然ガスへの燃料転換を促す効果が期待し得るような措置：天然ガスの総発電コストに比して石炭の総発電コストを相対的に+約0.3円/kWh上昇させる・・・」と報告されている。すなわち石炭火力のコストの方が安いことを示唆している。

以上のことから、過去の実績を見る限り、石炭火力はLNG火力よりも経済性の面で一般的に優位にあると言えよう。

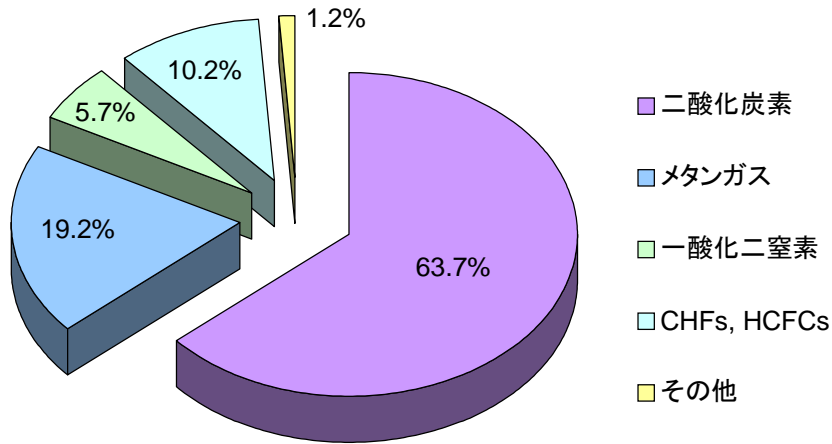
3 温室効果ガス・CO₂排出量の現状および見通し

3-1 世界の温室効果ガスおよびCO₂排出量

温室効果ガスによる地球温暖化への影響寄与度は、その種類によって異なるが、近年の排出量で見れば、二酸化炭素(CO₂ガス)による影響が6割以上に及んでいるとみられている。例えば、IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change：気候変動に関する政府間パネル)の資料によれば、1992年における各温室効果ガスの温暖化への寄与度は図3.1に示すとおりである。人為的に発生するCO₂ガスは主として、化石燃料の生産・利用お

よびセメント生産から発生しているが、化石燃料から発生する CO₂ ガスが圧倒的に多いため、人為的発生 CO₂ 排出量 = 化石燃料起源 CO₂ 排出量と見なして、検討を進めていく。

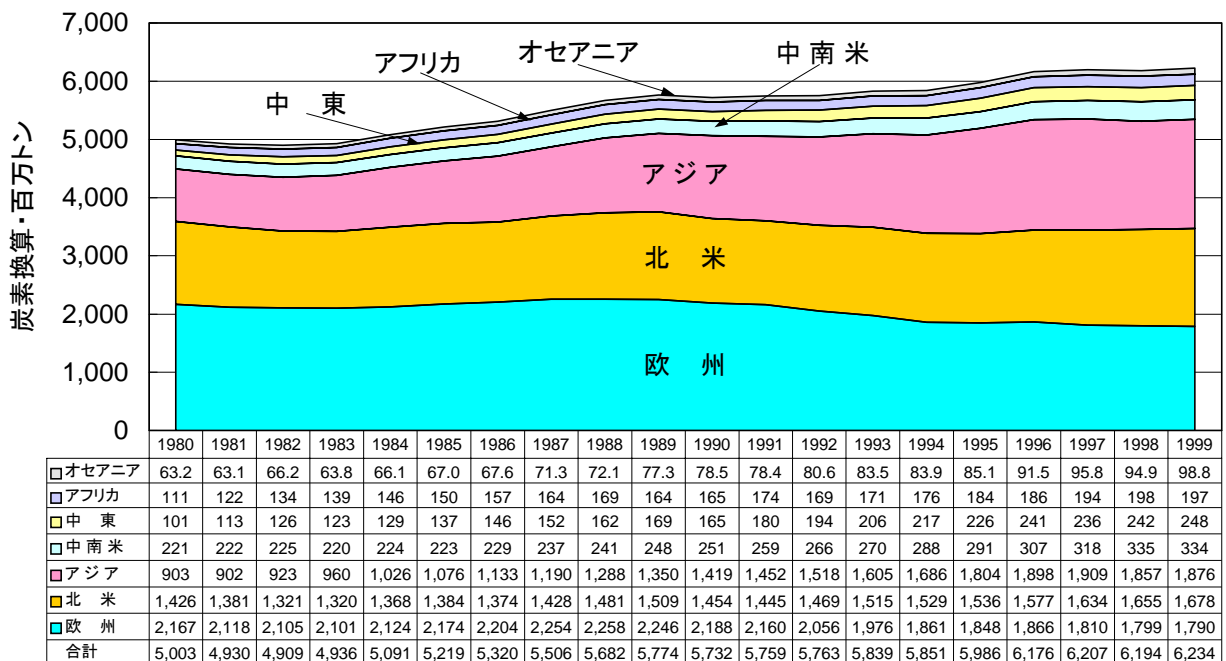
図 3.1 各温室効果ガスの温暖化寄与度（1992 年）



出所：IPCC 資料より作成

世界の化石燃料起源の CO₂ 排出量は 1971 年には 39 億 1,700 万 t-C（炭素換算）であったが、1980 年で 50 億 300 万 t-C、1990 年で 57 億 3,200 万 t-C、1999 年で 62 億 3,400 万 t-C と化石燃料の堅調な需要の伸びと共に増えている（図 3.2）。

図 3.2 世界の CO₂ 排出量の推移

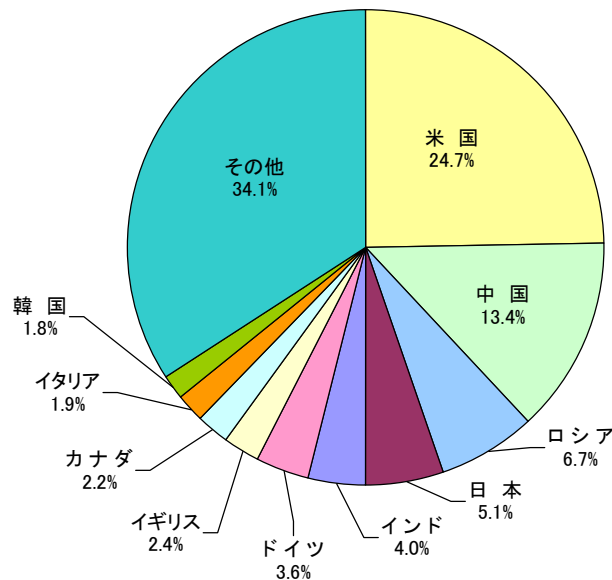


出所：IEEJ、EDMC 編「エネルギー・経済統計要覧 2002 年版」より作成

特にアジア地域の CO₂ 排出量は 1980 年で 9 億 300 万 t-C であったが、1999 年では 18 億 7,600 万 t-C と 2 倍の伸びを示している。その他の地域では北米、中南米、中東、アフリカ、オセアニアの各地域で伸びているのに対し、欧州地域のみが減少傾向を示している。欧州地域の CO₂ 排出量は 1980 年で 21 億 6,700 万 t-C、1990 年で 21 億 8,800 万 t-C、1999 年で 17 億 9,000 万 t-C となる。1980 年代は微増であったのが、1990 年代になると減少傾向が顕著になっている。1999 年の対 1990 年の削減率は 18% となっている。

1999 年における主要国の CO₂ 排出量が世界全体に占める割合をみると、米国が 24.7%、中国が 13.4% と抜き出ており、ロシアの 6.7%、日本の 5.1% を加えた上位 4 カ国で世界の CO₂ 排出量の半数を占める。以下、インド、ドイツ、イギリス、カナダ、イタリア、韓国と続く（図 3.3）。CO₂ 排出量をグローバルに削減していくためには、米国の参加が不可欠となるが、その意味で最大 CO₂ 排出国である米国の京都議定書離脱は大きな影響を与えている。

図 3.3 1999 年における主要国の CO₂ 排出シェア



出所：IEEJ、EDMC 編「エネルギー・経済統計要覧 2002 年版」より作成

1990 年から 1999 年にかけて世界の CO₂ 排出量は 8.8% の伸びを示しているが、主要地域別に同期間の伸び率をみると、米国が 15.3%、欧州 OECD がマイナス 1.3%、欧州非 OECD がマイナス 35.3%、中国が 24.8%、日本が 10.2% を示している（表 3.1）。なお、中国と日本を除くアジア地域において CO₂ 排出量が、同期間で 56.7% も拡大していることに注目される。

次節で京都議定書について触れるが、同議定書における CO₂ 排出量の削減目標値は 1990 年の実績値を基に取り決められている。米国はすでに、京都議定書から離脱することを表明しているが、その理由の一つは基準年の 1990 年が不況の年であったことにある。1990 年以降、米国は高度成長を遂げた結果、温室効果ガスの削減目標が余りにも非現実的となり、米国経済にとって受け入れ難いコスト負担を強いることになったからである。日本も米国ほどではないが、CO₂ 排出量は 1999 年までに 10% も伸びていることから、温室効果ガスの削減目標の達成が極めて難しく、その点でかなり不利となっている。一方、EU15 カ国では 1990 年から 1999 年にかけて CO₂ 排出量は全く伸びていない点で、非常に有利である。また「EU バブル」といわれる EU 加盟国の共同達成のためにグループを組んでおり、京都議定書の目標を個々に達成するのではなく、全体で 8% 削減を達成することにしている。

そこではすでに EU の各国間で弾力的な運用が可能となっており、この点でも EU15 各国は有利といえよう。

表 3.1 主要国の CO₂ 排出量の伸び

(単位：炭素換算 100 万トン)

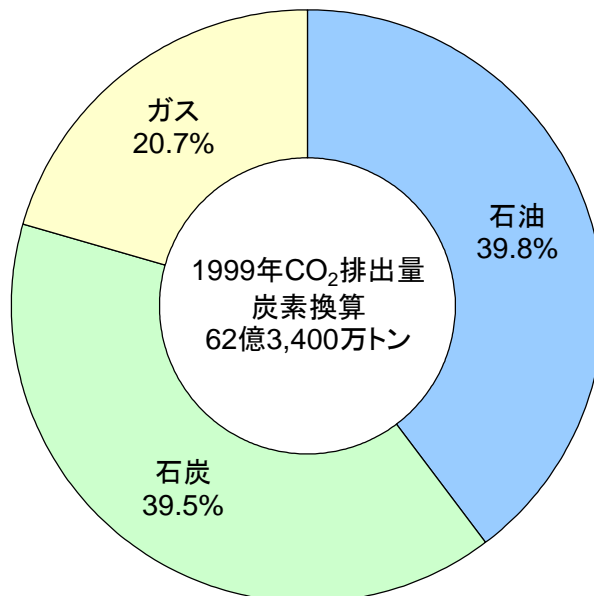
	1990	1999	伸び率
米 国	1,338	1,542	15.3%
欧 州 O E C D	1,102	1,087	-1.3%
欧 州 非 O E C D	1,086	703	-35.3%
中 国	668	834	24.8%
日 本 (注)	290	320	10.2%
そ の 他 ア ジ ア	461	722	56.7%
そ の 他	788	1,025	30.2%
世 界 計	5,732	6,234	8.8%
E U 15 ケ 国	872	871	-0.1%

注記：IEA の計算を参考に計算を行っているので、日本政府の計算値とは異なる。

出所：IEEJ、EDMC 編「エネルギー・経済統計要覧 2002 年版」より作成

1999 年における世界の CO₂ 排出量を化石燃料別にみると、図 3.4 のようになる。石油起源と石炭起源の CO₂ 排出量がほぼ等しいシェア（石油 39.8%、石炭 39.5%）を占め、ガス起源の CO₂ 排出量は 20.7%のシェアとなっている。

図 3.4 世界のエネルギー源別 CO₂ 排出量シェア（1999 年）



出所：IEEJ、EDMC 編「エネルギー・経済統計要覧 2002 年版」より作成

3-2 日本の温室効果ガスおよび CO₂ 排出量

環境省が発表した報告書「1999 年度（平成 11 年度）の温室効果ガス排出量について」¹によると、1999 年度の温室効果ガスの総排出量（各温室効果ガスの排出量に地球温暖化係数（GWP）^{注1}）を乗じ、それらを合算したものは、13 億 700 万 t-CO₂（二酸化炭素換算）であり、京都議定書の規定による基準年（1990 年。ただし、HFCs、PFCs および SF₆については 1995 年^{注2}）の排出量（12 億 2,400 万 t-CO₂）と比べ約 6.8%の増加となっている。なお、排出量算定に用いている一部のデータ（廃棄物関係など）については統計の関係上 1997 年度の値などを用いて推計していることなどから、総排出量の数値は暫定的なものであり、今後変更される可能性がある。1990～1999 年までの温室効果ガスの推移を表 3.2 に示す。

表 3.2 各温室効果ガスの排出量の推移

（単位：百万 t-CO₂）

	GWP	基準年	1990	1991	1993	1995	1997	1998	1999
二酸化炭素（CO ₂ ）	1	1,124.4	1,124.4	1,147.8	1,144.0	1,217.8	1,233.5	1,187.0	1,225.0
メタン（CH ₄ ）	21	30.5	30.5	30.3	30.0	29.5	27.7	27.3	27
一酸化二窒素（N ₂ O）	310	20.8	20.8	20.3	20.3	21.8	23.5	22.3	16.5
ハイドロフロオロ カーボン類（HFCs）	HFC-134a : 1,300 等	20.0				20.0	19.6	19.0	19.5
パーフルオロ カーボン類（PFCs）	PFC-14 : 6,500 等	11.4				11.4	14.0	12.4	11.0
6 フッ化硫黄（SF ₆ ）	23,900	16.7				16.7	14.4	12.8	8.4
計		1,223.8	1,175.6	1,198.4	1,194.2	1,317.3	1,332.7	1,280.8	1,307.4

注1) 地球温暖化係数（GWP：Global Warming Potential）
温室効果ガスの温室効果をもたらす程度を、二酸化炭素の当該程度に対する比で示した係数。数値は、気候変動に関する政府間パネル（IPCC）第2次評価報告書（1995）によった。

注2) 京都議定書第3条第8項の規定によると、HFCs など3種類のガスに係る基準年は1995年とすることができるとされている。また、京都議定書の規定では「年」とされているが、ここでは統計の関係上、エネルギー起源の二酸化炭素などについては会計年度（4月から3月）の値を用いている

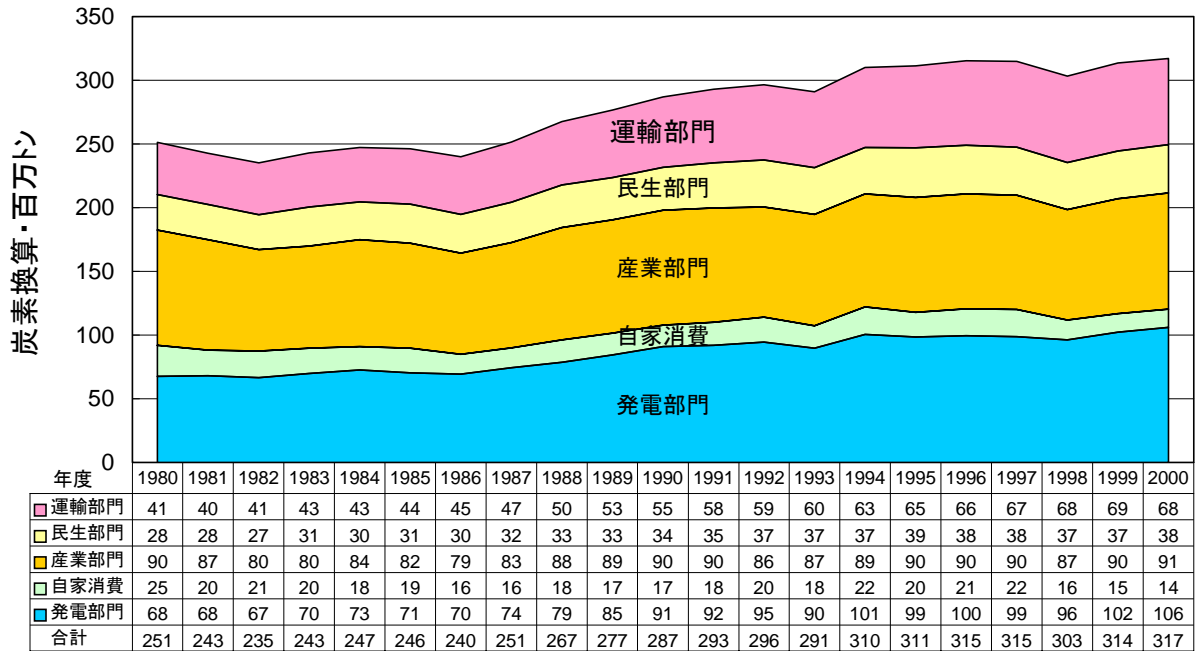
出所：環境省ホームページ

温室効果ガス排出量における CO₂ ガスの寄与度は 1999 年で 94%と世界全体に比べて、極めて高いのが特徴となっている。すなわち日本では化石燃料起源 CO₂ 排出量が他の温室効果ガス排出量に比べて、大きいのが特徴となっている。

日本の化石燃料起源の CO₂ 排出量は二度に亘るオイルショックの影響で、化石燃料の需要低迷に伴い 1980 年代前半は 2 億 5,000 万 t-C（炭素換算）前後の横這い状態で推移していた。しかし、同年代後半になると景気回復に伴い CO₂ 排出量は増加し始め、京都議定書基準年となった 1990 年度では 2 億 8,700 万 t-C、1994 年度では 3 億 t-C を超え、2000 年度では 3 億 1,700 万 t-C に達している（図 3.5）。

¹ 環境省ホームページ、<http://www.env.go.jp/earth/report/h13-03/01.pdf>

図 3.5 日本の CO₂ 排出量の推移

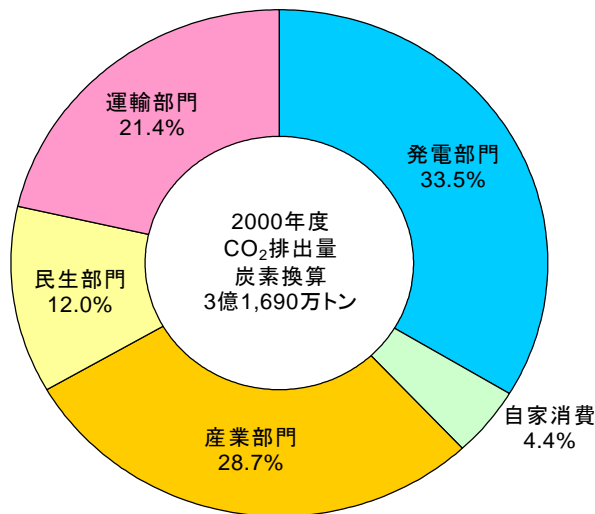


出所：IEEJ、EDMC 編「エネルギー・経済統計要覧 2002 年版」より作成

2000 年度の日本の CO₂ 排出量を部門別にみると、発電部門がもっとも多く、そのシェアは自家消費を含めて 38% を占め、以下産業部門 29%、運輸部門 21%、民生部門 12% の順となっている（図 3.6）。

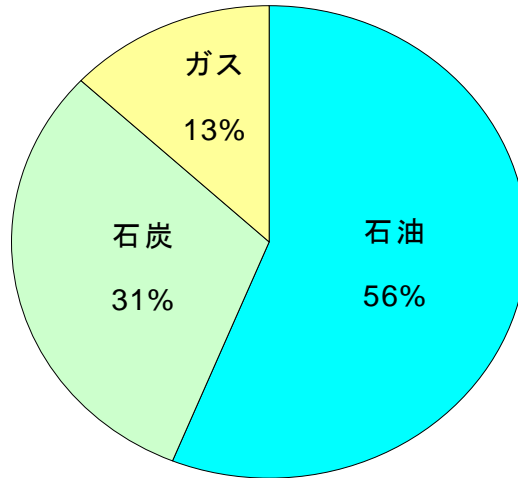
また、化石燃料別に 2000 年度の日本の CO₂ 排出量をみると、石油起源の CO₂ 排出量が多くなり、そのシェアは 56% に及び、以下石炭起源が 31%、ガス起源が 13% となっている。世界平均に比べると、石油起源の CO₂ 排出量が多く、ガス起源の CO₂ 排出量が少ないのが特徴となっている（図 3.7）。

図 3.6 日本の部門別 CO₂ 排出量シェア（2000 年度）



出所：IEEJ、EDMC 編「エネルギー・経済統計要覧 2002 年版」より作成

図 3.7 日本のエネルギー源別 CO₂ 排出量シェア (2000 年度)



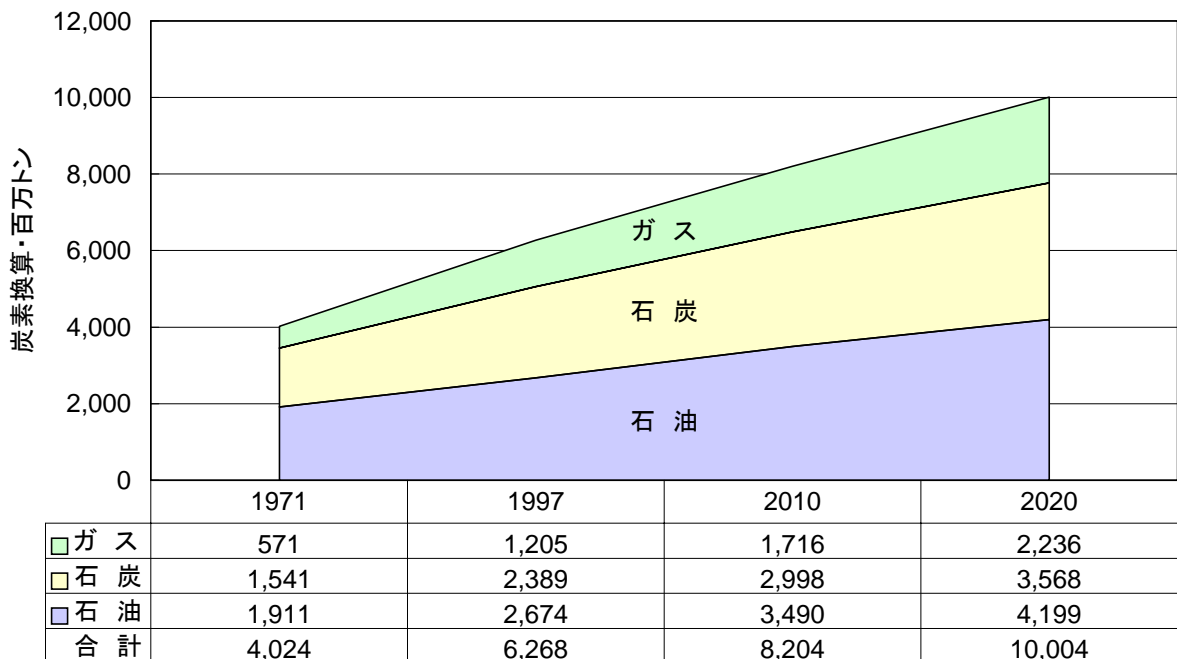
出所：IEEJ、EDMC 編「エネルギー・経済統計要覧 2002 年版」より作成

3-3 世界の CO₂ 排出量の見通し

(1) IEA 「World Energy Outlook 2000」

IEA の「World Energy Outlook 2000」によれば化石燃料起源の CO₂ 排出量は 1997 年から 2020 年にかけて年率 2.1% で伸びていき、2010 年では 82 億 400 万 t-C (炭素換算)、2020 年では 100 億 400 万 t-C と予測されている (図 3.8)。同期間の CO₂ 排出量の伸び率を燃料別にみると、年率で石炭が 1.8%、石油が 2.0%、ガスが 2.7% の順でガスが最も高くなっている。また、燃料別の CO₂ 排出量における絶対量の比較では石油 > 石炭 > ガスの順であり、2020 年においてもこの順位は変わらない。

図 3.8 世界のエネルギー源別 CO₂ 排出量の予測

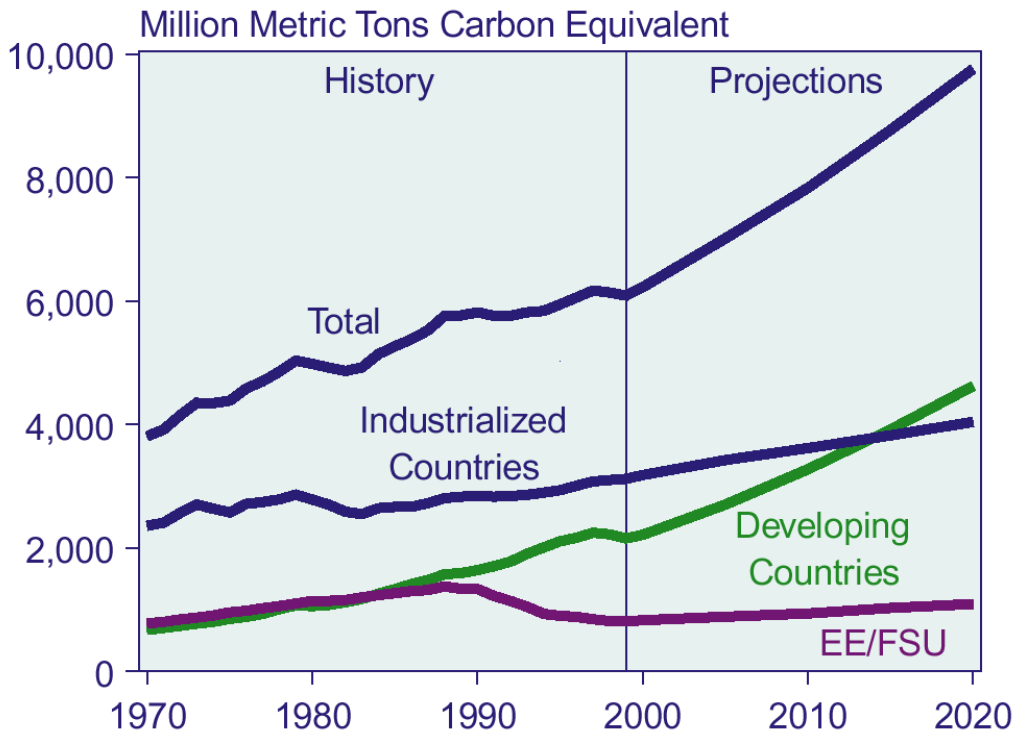


出所：IEA 「World Energy Outlook 2000」より作成

(2) 米国エネルギー省、EIA「International Energy Outlook 2001」

米国エネルギー省、EIAの「International Energy Outlook 2001」によると、CO₂排出量は1990年の58億t-C(炭素換算)から、2010年には同78億t-C、2020年には同98億t-Cに増加するとしているが、「World Energy Outlook 2000」に比べると低めに予想している(図3.9)。

図3.9 地域別CO₂排出量の見通し



出所：EIA「International Energy Outlook 2001」

CO₂ 排出量の増加の殆どは、新興経済によってエネルギー消費が最も盛んになると考えられる発展途上国地域で発生すると予想されている。発展途上国がCO₂ 排出量の増加分に占める割合は、1990～2010年は81%、1990～2020年は76%と考えられている。発展途上国が予想された通りに石炭やその他の化石燃料に大きく依存し続ければ、先進工業世界がCO₂ 排出削減努力を開始しても、世界のCO₂ 排出量は予測範囲を大幅に越えてしまうだろう。

3-4 日本のCO₂ 排出量の見通し

総合資源エネルギー調査会報告書(平成13年7月)のエネルギー需給見通しに基づく、CO₂ 排出量の見通しは表3.3に示す通りであるが、2010年の基準ケースで3億700万t-C(炭素換算)となっている。1990年度の実績値に対し、6.9%オーバーすると見込まれている。また、京都議定書の目標値を達成するためには、2,000万t-CのCO₂ 排出量の削減を必要としている。

表 3.3 日本の CO₂ 排出量の見通し

年 度	1990	1999	2010	
	実績	実績	基準ケース	目標ケース
一次エネルギー供給 (原油換算・百万 k l)	526	593	622	602 程度
CO ₂ 排出量 (炭素換算・百万トン) (対 90 年度比伸び率)	287	313 (8.9%)	307 (6.9%)	287 程度

出所：総合資源エネルギー調査会報告書 (平成 13 年 7 月)

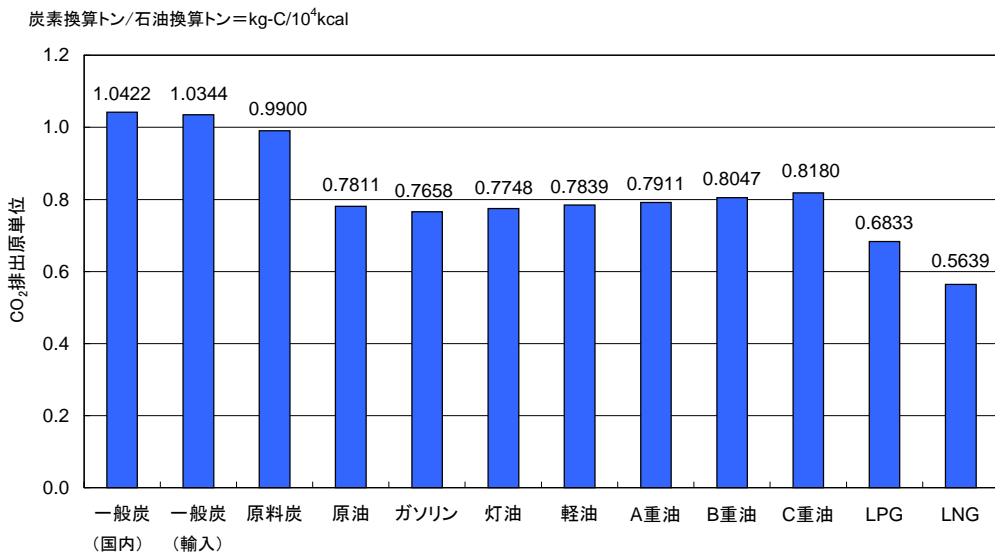
3-5 CO₂ 排出原単位

燃料別に CO₂ 排出原単位を比較すると、図 3.10 に示すように、石炭が最も高く一般炭(国内)で 1.0422t-C/toe となり、同様に原油が 0.7811t-C/toe、LNG が 0.5639t-C/toe となる。また、電源別の kWh 当たりの CO₂ 排出原単位を図 3.11 に示す。石炭、石油、天然ガスの各火力の原単位はそれぞれ 270、200、178g-C/kWh となり、石炭火力の値がいちだんと高くなっている。

化石燃料は燃焼時に CO₂ ガスを排出するのは当然のことであるが、他にも生産、備蓄および輸送の各段階で CO₂ ガスを排出している。したがって、各燃料の CO₂ 排出量を評価する際は生産段階から最終消費段階までのライフサイクルに基づいて評価する必要がある。図 3.12 は日本に輸入される化石エネルギー (石炭、石油、LPG、LNG) の生産から輸送、消費までを対象とし、ISO (国際標準化機構) が定めている ISO14040 に準拠して各化石燃料の CO₂ 負荷を求めたものである。

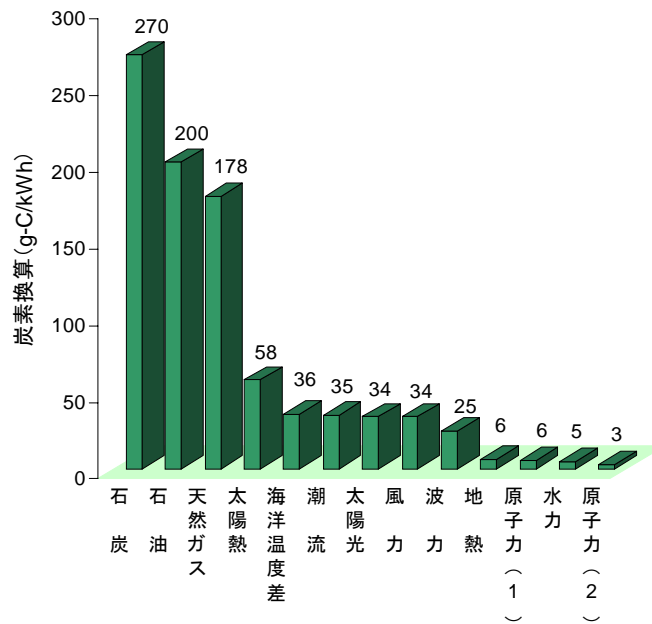
石炭の CO₂ 負荷を 100%とした場合のライフサイクル評価ケースと燃焼時評価ケースの比較を表 3.4 に示す。同表によれば LNG のライフサイクル評価ケースが 69%、燃焼時評価ケースが 60%と両ケースの間でかなり異なった数値となっている。これは LNG の生産、液化工程における燃料消費、フレア燃焼、ベントによるメタンガス (CH₄) のリークが比較的大きいためである。日本で発生する CO₂ 排出量を算出する際は燃焼時の CO₂ が主となるが、グローバルな見地で CO₂ 排出量を評価するならば、ライフサイクルに基づいた CO₂ 排出量を算出すべきであろう。

図 3.10 燃料別 CO₂ 排出原単位の比較



出所：環境庁、地球環境部「二酸化炭素排出量調査、報告書 (1992 年 5 月)」

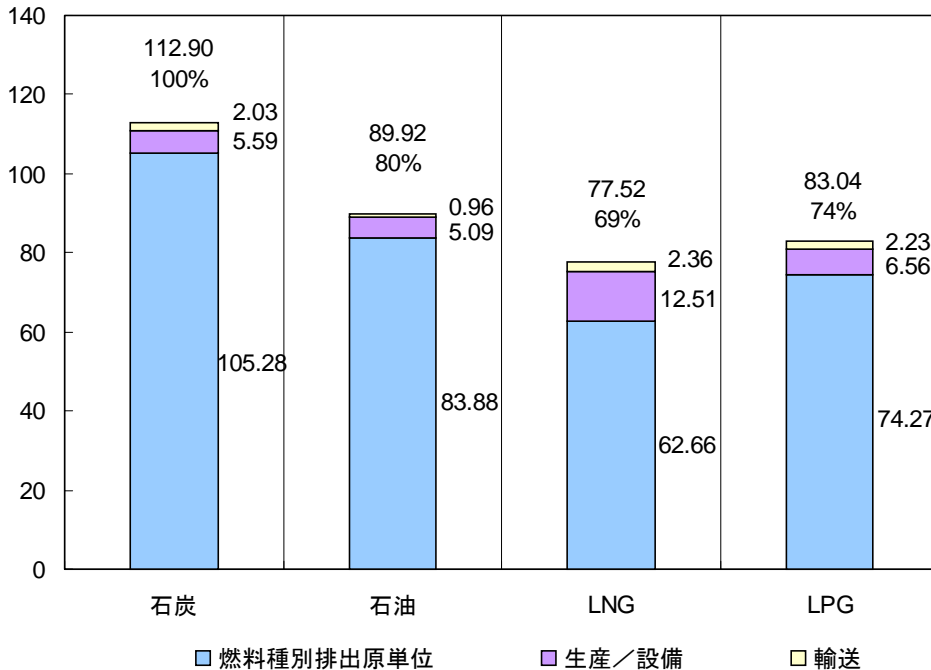
図 3.11 各種電源の 1kWh 当たりの CO₂ 排出量



出所：電力中央研究所（1995 年 3 月）

図 3.12 化石エネルギーの環境負荷比較 (CO₂ 排出原単位：真発熱量ベース)

(単位：g-C/1,000kcal)



注記：グラフ上部の%表示は、石炭の CO₂ 排出原単位を 100%とした場合の各化石エネルギーの環境負荷比較。

出所：日本エネルギー経済研究所定例研究報告会資料「わが国における化石エネルギーに関するライフサイクルインベントリー分析（1999 年 5 月）」

参考までに、環境庁の「二酸化炭素排出量調査、報告書」(図 3.10)と電力中央研究所のデータ(図 3.11)についても比較してみると、環境庁のデータは石炭と LNG の CO₂ 負荷の差が最も大きくなっている。

表 3.4 各ケースにおける CO₂ 負荷の比較

	石炭	石油	LNG	LPG
ライフサイクル(真発熱量ベース)	100%	80%	69%	74%
燃焼時(真発熱量ベース)	100%	80%	60%	71%
環境庁、報告書(一般炭(輸入)ベース)	100%	76%	55%	66%
電力中央研究所(1995/3)	100%	74%	66%	-

注記：図 3.10 ~ 3.12 より算出

4 CO₂ 排出量の削減

4-1 京都議定書の要点

京都議定書については多くの解説が行われているが、その要点は、以下の通りである²。

対象ガス：6 種類 (CO₂、CH₄、N₂O、HFCs、PFCs、SF₆)

シンク(吸収源)の取扱い：1990 年以降の新規の植林、再植林及び森林減少に係る排出及び吸収を限定的に考慮する。

目標年/期間：2008 - 2012 年の 5 年間の第 1 約束期間とする。

数量目標(QELROs)：附属書 I 国全体で、CO₂、CH₄、N₂O の 3 ガスについては、基準年を 1990 年とし、HFC、PFC、SF₆ の 3 ガスについては基準年を 1995 年として、二酸化炭素換算での総排出量を少なくとも 5% 削減(附属書 環境省ホームページ国全体で 5.2% 削減、対策をとらなかった場合と比べて約 30% の削減)。各国は、別途定められた割当量を超過しないことを確保(我が国-6%、米国-7%、EU-8%)。

附属書 国間の共同実施：附属書 国間における共同実施を認める。

排出権取引：仕組み、ルール、ガイドライン等を条約の締約国会議で設定した上で附属書 I 国間で認める。

クリーン開発メカニズム：非附属書 I 国の持続可能な開発、条約目的達成の支援及び附属書 I 国の QELROs の達成を目的とする。非附属書 I 国は、本メカニズムに基づき、排出削減につながるプロジェクト活動により利益を得、附属書 I 国は、同プロジェクトで生じる承認された削減量を自国の QELROs 達成に使用可。本メカニズムは、議定書の締約国会合の監督の下、本メカニズムの理事会による管理・指導を受ける。

政策措置：附属書 I 国は、QELROs の達成に当たり、リストに挙げられたような政策措置を実施。政策措置の調整が有益であると判断した場合、調整の方法を検討する。

バブル：法的責任関係を明確化した上で、(EU)バブルを認める。

バンキング・ボローイング：バンキング(超過削減量の繰り越し)については、締約国からの要請に基づき、次期以降の約束期間に含めることを認める。ボローイング(不足削減量の前借り)については認めない。

発効要件：55 以上の条約締約国の批准(ただし、批准した附属書 I 国の二酸化炭素の総排出量が 1990 年の総排出量の 55% 以上)後 90 日目に発効。

² 環境省ホームページ、<http://www.env.go.jp/earth/cop3/kaigi/pointg.html>

4-2 米国の京都議定書離脱および同議定書の持つリスク

米国は2001年3月に京都議定書離脱を表明したが、ブッシュ政権および米国産業界はなぜ京都議定書に反対しているのか、あるいは同議定書の問題点は何か。この設問に対し、石油メジャーの意向を反映すると言われている全米石油財団による「もし京都議定書がダメなら、次は何か」と題する最近のレポートは、以下のように答えている³。

温室効果ガス（GHG）の削減目標が余りにも非現実的であり、米国経済にとって受け入れ難いコスト負担を強いるからである。特に米国に不利な点は、基準年の1990年が不況の年であったことである。今年3月に米エネルギー省が発表した世界の長期エネルギー展望によると、1999年の米国のCO₂排出量は90年水準をすでに12%上回っているが、2010年には34%増になるとしている。それに対して、EUは、99年で1%増、2010年で12%増にとどまると見ている。

議定書は途上国に全く削減義務を課しておらず、また2008～2012年以降の排出抑制について何の取り決めもなされていない。途上国の排出量は、1990～2010年で2倍近く増加し、中国の排出量は2010年にはEUの水準を上回ると見られているからである。米国が議定書の削減目標を達成しようとするれば、2010年までに約40%もCO₂排出量を削減する必要があり、そのための膨大なコスト負担は途上国に対する米国産業の国際競争力を不当に損なうことになる。

議定書の目標を達成しうる唯一の可能性は「京都メカニズム」を最大限活用することにあるが、制度の具体的な運用については議論が紛糾してメドが立っていない。また、この制度により米国企業が毎年数十億ドルもの資金をロシアに移転することを求められることは問題である。ロシアは、たまたま1990年が基準年に選ばれただけの理由によってGHGを削減するために一ドルも支出せずすむ。

最近のカリフォルニア州での事態が、排出権取引に過度な期待を抱くことをためらわせている。確かに米国でSO_xの排出権取引は成功したが、カリフォルニア州のNO_x取引制度は、電力不足に伴う火力発電の急増と排出権取引価格の急騰によって、機能しなくなったからである。同州の経験は、制度の設計時に予想されるよりも排出権取引価格が高くなるリスクがあることに、十分留意すべきことを示している。

以上のような理由で、米国は京都議定書が当初から実行できるかどうか非常に危ぶまれているとしているが、温暖化対策には取り組むべきだと主張する。このような米国の主張を独善的であると一蹴するのは簡単だが、その背後には京都議定書が持つ政治的、経済的影響の大きさについて、もう一度冷静かつ現実的に考え直すべきだとの強い信念がある。京都議定書は、米国産業の国際競争力を弱めようとするEUが仕組んだワナであり、また「戦略的競争相手」の中国やロシアに不当な利益を与えるものだと不信感を根強く持っている。

上記の米国の主張の中で、「米国」という言葉を「日本」に置き換えてみると、温暖化問題が各国間の「パワーゲーム」的な色彩を強める中で、日本の置かれた立場は決して安閑としていられないことは明らかである。また、排出権取引で実績を積んでいる米国の指摘（上記）すなわち排出権取引の制度が確立されていない現状において、その有効性の確認もなく京都議定書の批准を進めることは極めてリスクが高いものとなる。

米国ではSO₂の排出権取引プログラムを1990年に導入して、大成功を収めている。当初

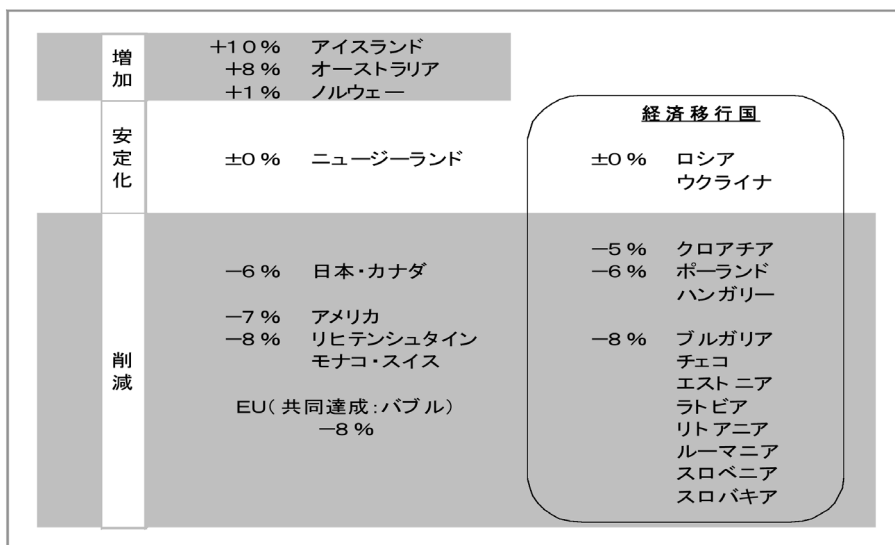
³ 十市勉、電気新聞、2001年5月23日付

予想された SO₂ 削減限界コストは US\$300 ~ 600/t-SO₂ であったが、1996 年の SO₂ 取引価格は US\$70/t-SO₂ まで下がってきている。これには西部炭の代表的存在となっている低硫黄分のパウダーリバーベースン炭が輸送を含めて低価格で供給されたことが大きく貢献している。米国で SO₂ 排出権取引が成功した大きな要因は、一つの国内で企業間あるいはプラント設備間で取り引きされていることである。一方、国家間あるいは地域間で行われようとしている CO₂ 排出権取引には、その各国家、地域の外交政策あるいは環境政策が入ってくることから、米国の SO₂ 排出権取引の例はあまり参考にならないだろう。CO₂ 排出権取引は、国際市場がまだ十分に機能することが確認できていない。また、バンキングにおける旧ソ連・東欧の排出権供給側の対応によっては、排出権取引価格が高騰する可能性が存在する。バンキング (Carry Over) とは、約束期間中の温室効果ガス排出量実績が京都議定書目標を下回った場合、次期の約束期間に余剰の排出枠を持ち越すことができるというものである。旧ソ連や東欧諸国は経済的な低迷により、削減努力を行わなくとも、排出量が目標を大幅に下回る (いわゆるホットエア) 可能性があり、この余剰排出枠をバンキングしたり国際市場で販売したりする選択肢を有している。もし、供給側が第二拘束期間の排出権取引価格が高くなると判断した場合はバンキングに走り、その結果第一拘束期間 (2008 ~ 2012 年) の排出権取引価格はそれ程安くならず、その際に排出権購入側が京都議定書の目標値の達成に拘泥すると、排出権取引価格は高騰する可能性が高くなる。

4-3 温室効果ガス削減割当量

京都議定書では、その附属書 B⁴に記載された国々が、それぞれ 1990 年比の温室効果ガス削減目標を設定し、2008 年から 2012 年の年間平均排出量において、その目標を達成するということが規定されている。図 4.1 に示される目標値は、仮に各国がそれを遵守した場合、附属書 B 国から排出される温室効果ガス排出量が 1990 年に比べて 5.2%削減されるという水準である。対象とする温室効果ガスの中でも二酸化炭素は、その温暖化に対する寄与度が、トータルで見れば他の温室効果ガスを上回っていること、そしてその削減対策が各国の経済活動に対して大きな影響を与える可能性があることなどにより、国内外の取り組みを検討する上で最も注目されている。

図 4.1 温室効果ガス削減割当量



出所：日本エネルギー経済研究所資料

⁴ 附属書 B 国 (Annex B 国): 気候変動枠組条約、附属書 国とほぼ同一の京都議定書での定義

4-4 京都メカニズム

京都メカニズムは温室効果ガス排出削減量をクレジット(Credit)として取り引きし、取引主体間、ひいては世界規模での温室効果ガス排出量削減費用を最小化することを目的に考案された取引手法である。具体的には、排出権取引(Emissions Trading)、共同実施(Joint Implementation:JI)、クリーン開発メカニズム(Clean Development Mechanism:CDM)がある。日本をはじめとして、省エネルギーが相当程度進んだ国にとって、温室効果ガス排出量削減のための限界費用は非常に高い水準にある。しかし、経済水準が相対的に低い、もしくはエネルギー消費効率の改善が発展途上にある国々では、コストの安い削減手段が多く存在する。京都メカニズムは、こういった削減コストの異なる国、もしくは事業者が、「市場」を通して排出権の取引を行い、双方がそれぞれ経済的メリットを享受することを可能とする。この市場取引を国際的に行うにあたっては、クレジットの認証、取引の管理などを行う機関の存在が必要となる。

なお、2001年11月のマラケシュCOP7において京都メカニズム関連の以下の項目が合意された。

京都メカニズムは国内措置に対して補足的であるが、量的な制限は特にない。
国に登録することで、事業者も取引に参加することができる。
各種排出クレジットは互換性を持ち、先進国間で自由に取引が可能。
JIおよびCDMは、2000年以降のプロジェクトに対しても有効。
小規模CDMを優先的に導入するようなルール設定。
CDM事業における資金的追加性は事実上問われない。

4-5 地球温暖化対策推進本部によるCO₂排出削減の指針とその課題

平成9年12月19日閣議決定により、気候変動に関する国際連合枠組み条約第3回締約国会議において採択された京都議定書の着実な実施に向け、地球温暖化防止に係る具体的かつ実効ある対策を総合的に推進するため、内閣に地球温暖化対策推進本部を設置した。同本部の構成員は、本部長：内閣総理大臣、副本部長：内閣官房長官、経済産業大臣、環境大臣からなる。

平成10年6月19日地球温暖化対策推進本部により「地球温暖化対策推進大綱」(旧大綱)が決定された。その後、平成14年3月13日、COP7において京都議定書の運用に関する細目を定める文書が決定されたことを受け、地球温暖化対策推進大綱改定案の骨子が明らかとなった。同案は先の総合資源エネルギー調査会の報告を踏まえ、エネルギー起源の二酸化炭素に係わる排出削減量について以下のように述べている。

1998年の「地球温暖化対策推進大綱」(旧大綱)に基づき、エネルギー需給両面の対策を強力に推進しているところであるが、現在の政策の枠組みを維持した場合でも、2010年度のエネルギー起源の二酸化炭素排出量は約1,126百万t-CO₂となり、約1,053百万t-CO₂であった1990年度に比べ約73百万t-CO₂増加すると見込まれる。これは、需要面においては、民生・運輸自動車部門を中心としたエネルギー需要が1990年度に比べると大幅に伸び、供給面においては、発電用の燃料を中心として、旧大綱策定時に想定したとおりには原子力などの非化石エネルギーの導入が進まず、むしろ安価な石炭が大幅に増加することが見込まれることによる。

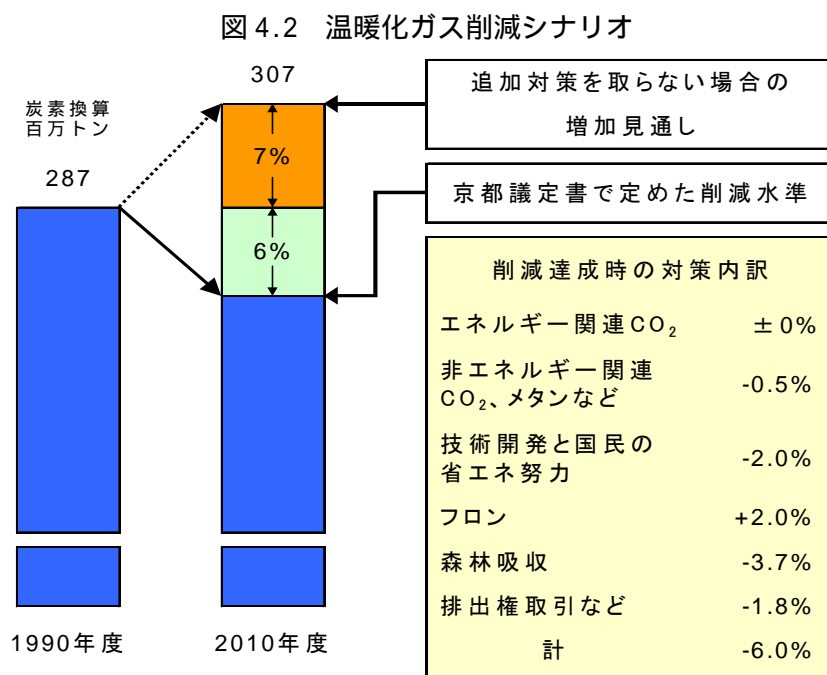
このため、2010年度におけるエネルギー起源の二酸化炭素排出量を1990年度レベルに抑制するため、旧大綱に盛り込まれた措置を着実に実施するとともに、更なる省エネルギー対策、新エネルギー対策および新たに燃料転換などの対策を実施する。また、安全性の確

保を大前提として、原子力の立地を引き続き着実に推進していくこととする。

これらの追加対策による 2010 年度の排出削減量は、需要面での排出抑制対策(省エネルギー対策)で約 22 百万 t-CO₂、新エネルギー対策で約 34 百万 t-CO₂、燃料転換などで約 18 百万 t-CO₂となる。また、これらの対策が実施された際の各部門における 2010 年度における排出量は、産業部門は約 462 百万 t-CO₂(マイナス 7%)、民生部門は約 260 百万 t-CO₂(マイナス 2%)、運輸部門は約 250 百万 t-CO₂(プラス 17%)となる(カッコ内は 1990 年度の各部門別の排出量からの削減割合)。各追加対策による削減量および各部門毎の排出削減量は本大綱において京都議定書の約束を果たすための目標として位置付けられるが、部門ごとの排出削減目標量については、我が国が潜在成長率どおりの経済成長をとげつつ、エネルギーの供給側における安全性を前提とした原子力の推進、新エネルギー導入対策、燃料転換対策などの対策が所期の効果をあげ、かつ、エネルギー需要側の各部門における対策が所期の効果をあげた場合に達成することができると試算される目安として設定するものである。

地球温暖化問題はエネルギー問題と密接な関係があり、今後、環境と経済を両立させつつ、京都議定書の 6%削減約束を達成するため、エネルギー需給両面において各般にわたる対策をより一層強化し、環境調和型のエネルギー需給構造の構築を行う。また、事業者による京都メカニズムの活用についてはエネルギー起源の二酸化炭素排出抑制をより確実なものとするための有効な対策である。なお、エネルギー需給面における二酸化炭素排出量削減については、各対策による排出の削減が当該対策のみで達成されるのではなく、本大綱に盛り込まれた需給両面の全ての対策の効果をあわせた結果、当該対策の効果として算出される試算値である。このような観点から、対策の評価を行う際には、削減量や導入目標量を用いつつ、エネルギー需給構造全体の観点に立って一定の幅をもって行うことが適当である。

上記の地球温暖化対策推進大綱改定案の方針に基づき、日本における温室効果ガスの京都議定書目標達成の温暖化ガス削減シナリオを図 4.2 に示す。



出所：「地球温暖化対策推進大綱」および「地球温暖化対策推進大綱改定案」より作成

このシナリオの重要なポイントは 2010 年度のエネルギー起源の CO₂ 排出量を 1990 年度実績と同じ量にしているところにある。具体的には 2010 年度のエネルギー起源の CO₂ 排出量は 3 億 700 万 t-C で、対 1990 年度比 2,000 万 t-C の増加と見込まれるが、省エネルギー対策により、600 万 t-C、新エネルギー対策で 900 万 t-C、燃料転換などで 500 万 t-C、合計 2,000 万 t-C を抑制することになっている。すなわち国内対策によって CO₂ 排出量の抑制を考えており、排出権取引などの京都メカニズムがエネルギー起源の CO₂ 排出対策として考慮されていない。同シナリオでは排出権取引などによる温室効果ガス削減は、削減目標であるマイナス 6% の内、1.8% に止まっている。一方、COP7 では「京都メカニズムは国内措置に対して補足的であるが、量的な制限は特にない」とされている。

4-6 エネルギー起源 CO₂ 排出削減必要減量

総合資源エネルギー調査会の 2010 年までのエネルギー需給見通しの基準ケースでは、現行の省エネルギー対策だけでは 3 億 700 万 t-C となり、1990 年の 2 億 8,700 万 t-C に対し 6.9%、つまり 2,000 万 t-C オーバーすることとなる（表 4.1）

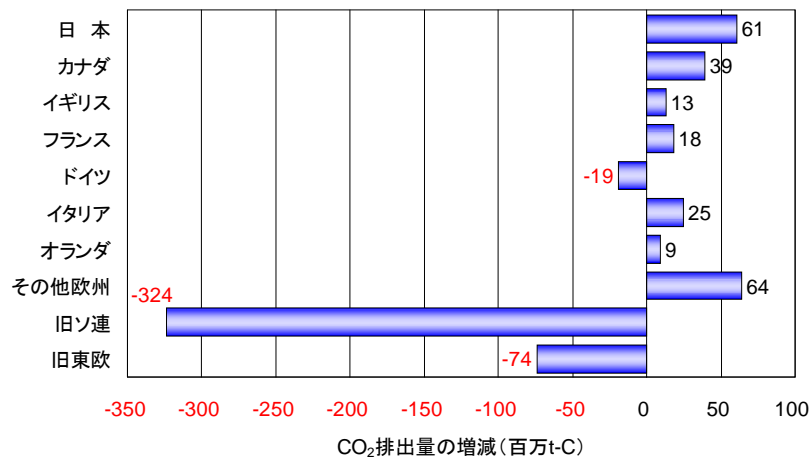
表 4.1 総合資源エネルギー調査会见通しにおける CO₂ 排出削減必要減量

	1990 年	2010 年見通し 基準ケース	CO ₂ 排出削減量
炭素換算 (C - 百万トン)	287	307	20
炭酸ガス換算 (CO ₂ - 百万トン)	1,053	1,126	73

出所：総合資源エネルギー調査会報告書（平成 13 年 7 月）より作成

先に（1.2 節）述べたように総合資源エネルギー調査会報告書における基準ケースはかなりの省エネルギーをすでに見込んでおり、「地球温暖化対策推進大綱改定案」に示された 2010 年の CO₂ 排出量削減量である 2,000 万 t-C は低めに予測された数値と思われる。米国エネルギー省の見通し（EIA「International Energy Outlook 2001」の基準ケース）によると、2010 年の見通し値と 1990 年の実績値の差（増加見通し）は 6,100 万 t-C となっており、総合資源エネルギー調査会の見通しよりも 3 倍も多くなっている（図 4.3）。

図 4.3 1990 年を基準とした各国の 2010 年における CO₂ 排出量の増減見通し



参考：同期間の米国は、CO₂ 排出量が 464 百万 t-C 増加する見通し。

注記：CO₂ 排出量の増減見通しは、2010 年の見通し値から 1990 年の実績値を減じて算定。

出所：EIA「International Energy Outlook 2001」基準ケースより作成

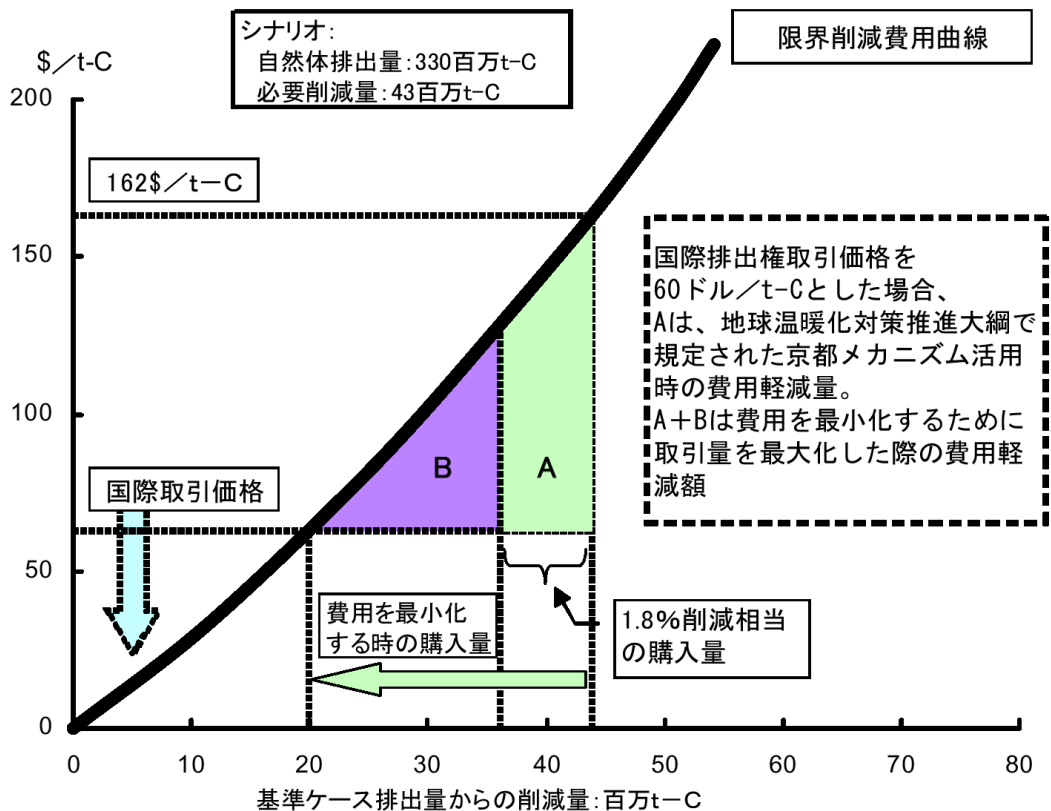
4-7 京都メカニズム利用の試算

日本における京都メカニズムの利用の可能性について、米国マサチューセッツ工科大学のスタディ⁵に基づき検討してみる（図 4.4）。

同スタディの自然体シナリオにおいては CO₂ 排出量の見通しは 3 億 3,000 万 t-C としており、1990 年の実績が 2 億 8,700 万 t-C（表 4.1 参照）であることから、必要な削減量は 4,300 万 t-C となる。図 4.4 は必要削減量と限界削減コストの関係を示したものであるが、国内対策だけで 4,300 万 t-C の削減を行うと、最終的には削減コストは炭素 1 トン当たり US\$162 まで上昇する。しかし、この時の国際排出権取引価格が US\$60/t-C とすれば、限界削減コストが US\$60/t-C までは国内対策を行い、限界削減コストがそれ以上となれば、排出権を US\$60/t-C にて購入した方が有利となる。同図における A と B を足した部分がコスト削減部分となり、約 US\$12 億となり、それは国内対策のみで対応した場合の 37% に相当する（表 4.2、ケース ）。

排出権取引に制約を加えた場合（表 4.2、ケース ）例えば「地球温暖化対策推進大綱」に示されるように 1990 年の排出量 2 億 8,700 万 t-C の 1.8%（= 517 万 t-C）までの排出権しか購入できないとすると、削減できるコストは A の部分のみとなり、その額は約 US\$5 億（15%）に止まる。このことから排出権取引あるいは他の京都メカニズムに制約を加えると、コスト負担の面で極めて不利となる可能性がある。

図 4.4 日本における京都メカニズムの有効性



出所：A.D. Ellermann, H.D. Jacoby, A. Decaux, MIT, report 41, 1998 のデータを参考に IEEJ で作成

⁵ A.D. Ellermann, H.D. Jacoby, A. Decaux, MIT, report 41, 1998, 「The Effects on Developing Countries of the Kyoto Protocol and CO₂ Emissions Trading」

表 4.2 排出権取引のコスト削減効果

	総コスト (億ドル)	同差額 (億ドル)	コスト削減 (%)	平均コスト (US\$/t-C)
・ 国内対策のみ	31.5	-	-	73
・ 国内対策 + 排出権取引制約 : 1.8%	26.9	4.7	15	62
・ 国内対策 + 排出権取引	19.8	11.7	37	46

注記 : 図 4.7 より概算したもの

国内対策に限られた場合の CO₂ 排出削減限界コストは上記スタディでは US\$162/t-C と算出されているが、他の研究機関でも多数の報告がみられる。表 4.3 は、米国、欧州、日本のそれぞれにおける排出権取引を行わない場合の CO₂ 排出削減限界コストの各試算を示しているが、これによると日本のコストは、CO₂-1 トン当たり US\$23 ~ 222 となっている。日本に比べると欧州はやや低めで米国はかなり低めとなっている。京都議定書、附属書 B 締約国内で排出権取引を行うと CO₂ 排出削減限界コストは US\$6 ~ 36/t-CO₂、また発展途上国も加えた世界全体で排出権取引を行うと同コストは US\$4 ~ 24/t-CO₂ と非常に安くなることを示唆している。

表 4.3 CO₂ 排出削減限界コスト (排出権取引の効果)(単位 : US\$/t-CO₂)

Model	No trading US	No trading Europe	No trading Japan	Annex B Trading	Global Trading
SGM	48			22	8
MERGE	81			34	24
G-Cubed	19	49	74	11	4
POLES	24	38 - 41	71	33	10
GTEM	111	228	222	36	
WorldScan	11	23	26	6	
GREEN	44	58	23	20	7
AIM	49	63	75	19	13
<i>Average</i>	48	77	82	24	8

Note: Differences between models can be explained by: (a) variations in business-as-usual projections of CO₂ emissions, which determine the magnitude of the effort; (b) different assumptions on the availability and cost of less carbon-intensive technology; (c) the extent to which end-use energy and corresponding prices and taxes are treated in detail, as they affect the level of the additional tax to reduce emissions.

Sources: SGM: Sands et al (1998), MERGE: Manne and Richels (1998), G-Cubed: McKibbin et al. (1998), POLES: Capros (1998), GTEM: Tulpulé et al. (1998), WorldScan: Bollen et al. (1998), GREEN: Van den Mensbrugge (1998.a), AIM: Kainuma et al. (1998).

出所 : IEA, 「International Emission Trading - From Concept to Realty」

その際に GDP に与える影響を示したのが表 4.4 である。これによると限界コストの高い日本は、排出権取引のない場合 (国内対策のみ) GDP が 0.25 ~ 1.2% 低下する。気候変動枠組条約の附属書 B 国において排出権取引を実施した場合は 0.1 ~ 0.2% の低下し、世界全体で排出権取引を実施した場合は 0 ~ 0.2% 低下する可能性を示している。したがって、排

出権取引（京都メカニズム）は、マクロ経済に大きな影響を与えられられる。

表 4.4 排出権取引が GDP の増減に及ぼす影響

モデル	地域	排出権取引なし	排出権取引あり 附属書 国	排出権取引あり 世界
SGM	米国	-0.4%	-0.28%	-0.12%
MERGE	米国	-1%	-	-0.25%
G-Cubed	米国	-0.3%	-0.2%	-0.2%
	日本	-0.8%	-0.2%	-0.2%
	他の OECD	-1.4%	-0.5%	-0.2%
GTEM	附属書 国	-1.2%	-0.3%	-
GREEN	附属書 国	-0.5%	-0.1%	-
AIM	米国	-0.45%	-0.3%	-0.2%
	日本	-0.25%	-0.15%	0%
	E U	-0.3%	-0.17%	-0.07%

注記：モデル名については表 4.3 の Note 参照

出所：IEA 「International Emission Trading - From Concept to Realty」

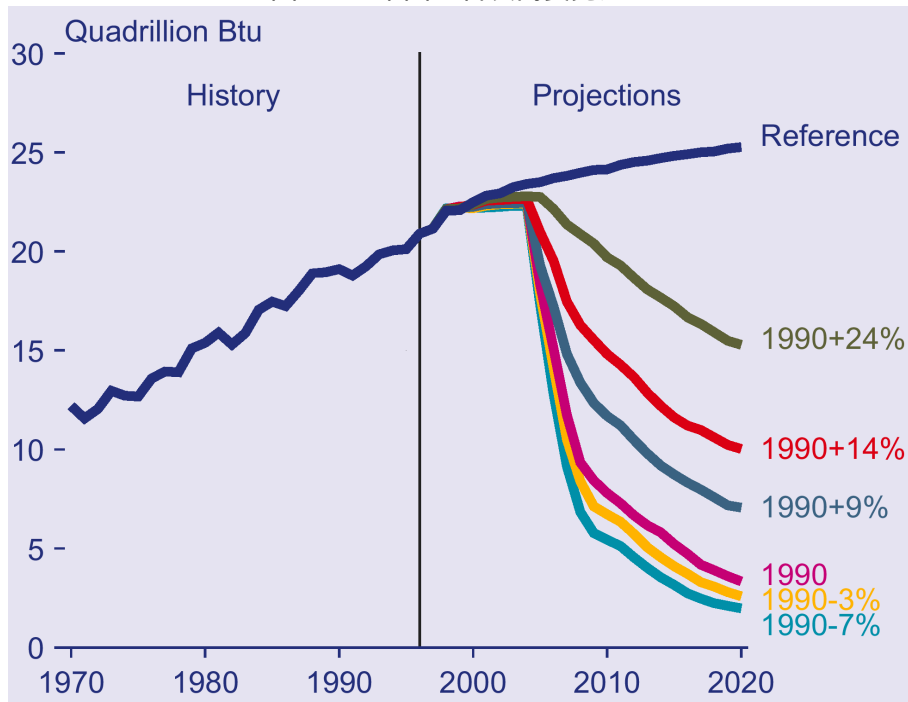
5 地球環境対策が石炭需給に及ぼす影響

5-1 米国 EIA の試算

米国エネルギー省、EIA は、米国内における京都議定書の影響について、「京都議定書が米国のエネルギー市場および経済活動に与える影響」⁶と題する スタディを 1998 年に行っている。その報告によれば、京都議定書を考慮しない場合（基準ケース）の石炭の需要見通しは 2010 年で 24.14×10^{15} Btu（8 億 7,000 万 tce）と想定される。これに対して CO₂ 排出量を国内対策によって 1990 年の CO₂ 排出量から 7% 削減した場合の石炭消費量は、 5.44×10^{15} Btu（1 億 9,600 万 tce）に激減する（図 5.1）。同スタディはその他のケースについても CO₂ 排出量対 1990 年比プラス 24%、プラス 14%、プラス 9%、0%、マイナス 3%、の各ケースについて 2010 年の石炭需要を求めているが、それぞれ 19.70×10^{15} Btu、 14.81×10^{15} Btu、 11.68×10^{15} Btu、 7.80×10^{15} Btu、 6.72×10^{15} Btu となる。また、石炭換算では 7 億 1,000 万 tce、5 億 3,400 万 tce、4 億 2,100 万 tce、2 億 8,100 万 tce、2 億 4,200 万 tce となっている。

⁶ 米国エネルギー省、EIA、「Impacts of the Kyoto Protocol on U.S. Energy Markets and Economic Activity」, 1998

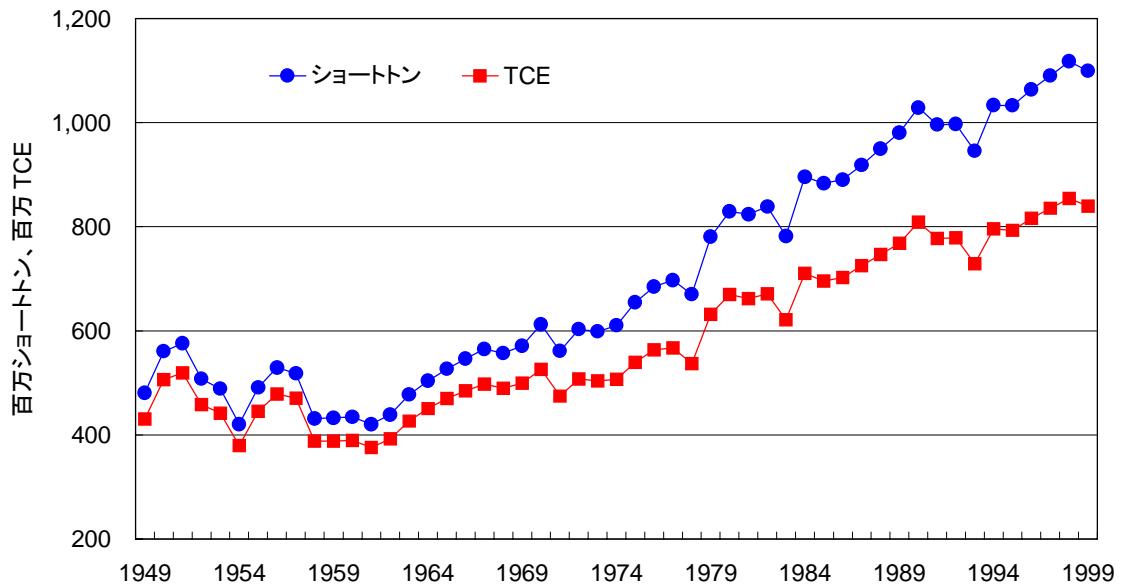
図 5.1 米国の石炭需要見通し



出所：米国エネルギー省、EIA

1 億 9,600 万 tce の需要は基準ケースに比べて、77%も減っているが、これは米国石炭産業の壊滅を意味する。図 5.2 は 1949 年以降における米国の石炭生産量の推移を示したものであるが、過去 50 年間で最も生産量の低かったのが 1961 年の石炭換算 3 億 7,600 万 tce であった。石炭産業への影響は極めて重大であることが明らかである。

図 5.2 米国の石炭生産量の推移



出所：米国エネルギー省、EIA インターネット資料より作成

5-2 電力中央研究所の試算

電力中央研究所の試算⁷によれば、国内対策、すなわち環境税によりCO₂排出量を削減し、京都議定書の数値目標を達成した場合、2010年における石炭・コークスの需要は参照ケース（BAU：Business As Usual）よりも35.6%減少すると報告されている。表5.1に示すように同試算の2010年における石炭需要はBAUケースで原油換算1億1,900万kl（1億5,700万tce）となる。35.6%減少した場合、石炭需要は1億100万tceとなり、これは約20年前の石炭需要に相当する数値まで激減することを示している。

この試算における2010年度の環境税は33,000円/t-Cとしており、課税前の価格に比べて、課税後の石炭が約6倍、原油が2.2倍、LNGが1.9倍に上昇する。石炭価格は元々安いことに加え、炭素含有率ベースにて課税されることからその上昇率がもっとも高くなっている。

表5.1 電力中央研究所エネルギー供給見通し

(原油換算億kl)

	1997：実績	2000	2010	2025
合計	6.04	5.99	6.35	6.67
石炭	1.02	1.03	1.19	1.26
石油	3.24	3.18	3.08	2.99
天然ガス	0.70	0.73	0.79	0.88
水力	0.23	0.21	0.21	0.21
原子力	0.78	0.77	0.98	1.19
地熱	0.01	0.01	0.01	0.01
新エネなど	0.07	0.07	0.08	0.13
構成比（％）				
石炭	16.9	17.1	18.8	18.9
石油	53.6	53.0	48.5	44.8
天然ガス	11.6	12.2	12.5	13.2
水力	3.8	3.4	3.2	3.1
原子力	12.9	12.8	15.5	17.9
地熱	0.2	0.2	0.2	0.2
新エネなど	1.1	1.2	1.3	1.9

出所：電力中央研究所報告「環境税導入の日本経済、エネルギー需要に及ぼす影響」より作成

⁷ 電力中央研究所、「環境税導入の日本経済、エネルギー需要に及ぼす影響（平成13年9月）」

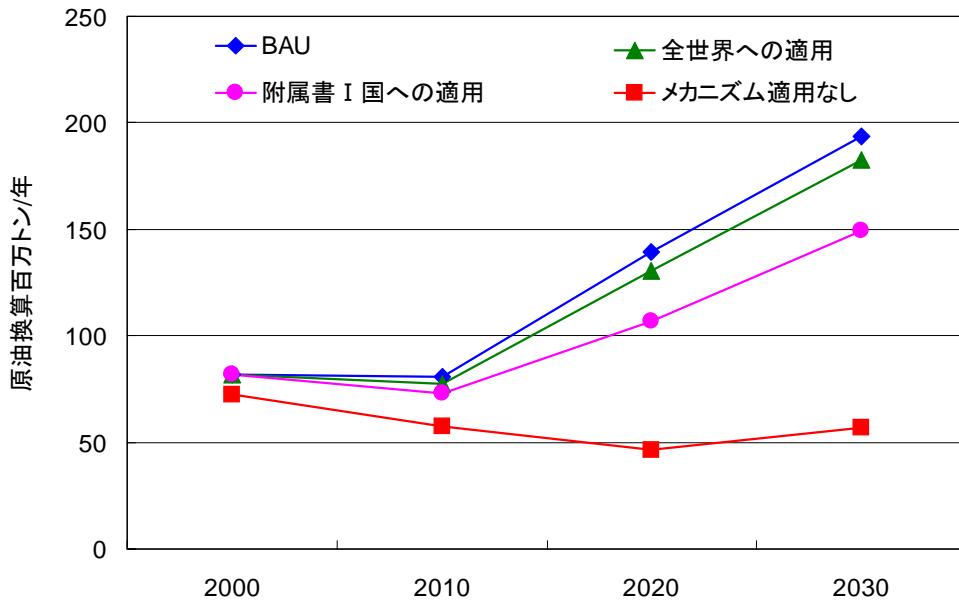
5-3 電源開発（株）の試算

電源開発（株）では、京都メカニズムを用いた場合の日本および世界の石炭消費量の見通しを試算⁸している。以下にその概要を紹介する。

(1) 京都メカニズムの活用と日本の石炭消費

京都メカニズムの利用によって、日本の石炭消費に生じる変化について同社が試算した例を図 5.3 に示す。京都メカニズムを利用せず、国内対策のみによって CO₂ 削減を図る場合には、省エネルギーおよび石炭から他燃料への転換が進行するため、BAU ケースに比べて石炭の消費量が大幅に落ち込んでいる。しかし、全世界で京都メカニズムを活用すれば、メカニズムを通じてコミットメントの達成が進むため、BAU ケースに近い石炭消費量になっている。この傾向は、米国および西欧にも共通して見られる。

図 5.3 京都メカニズムと日本の石炭消費量



出所：野中謙、JAPAC 国際交流会、1999 年

(2) 京都メカニズムの活用と世界の石炭消費

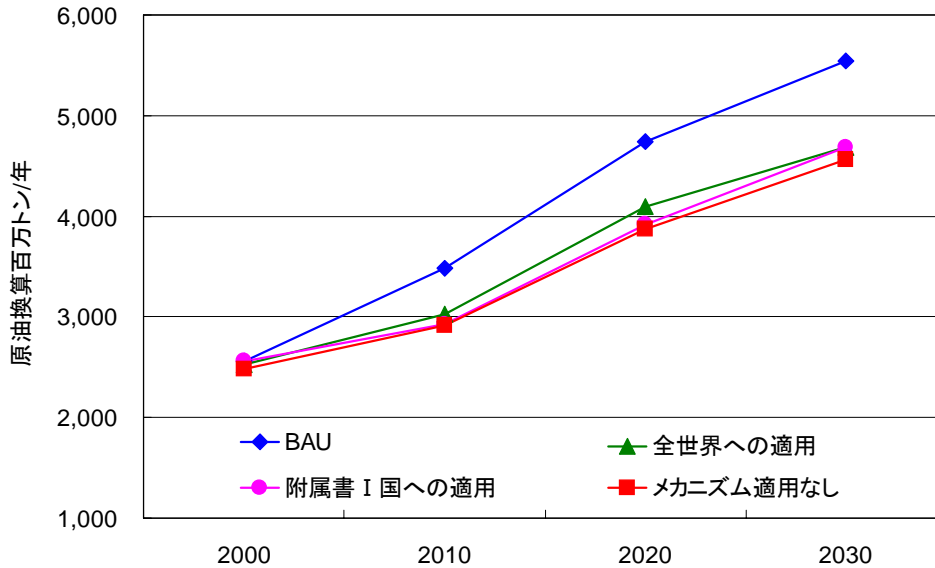
同様の試算を、世界の石炭消費量について行った例を図 5.4 に示す。この場合、BAU ケースに比べて石炭の消費量は低下するものの、石炭消費の増加傾向そのものは変わらない。また、日本に見られるような、京都メカニズムの活用範囲に応じた石炭消費量の顕著な違いも見られない。このことは、京都メカニズムが石炭の消費量に及ぼす影響が、国毎に異なることを示唆している。以上をまとめると以下のようになる。

京都メカニズムを利用しない場合、附属書 国の石炭消費量は低迷するが、非附属書国の石炭消費量は BAU で伸びるため、世界の石炭消費量は増加する。日本などの石炭消費量が落ち込み、世界の石炭の流れに影響がでる。附属書 国のみで京都メカニズムを利用する場合、世界の石炭消費傾向は京都メカニズムを利用しない場合とほぼ同様だが、日本などの石炭消費量の落ち込みはかなり回復する。

⁸ 野中謙、「京都メカニズムと国際協力のあり方」、JAPAC 国際交流会、1999 年

全世界で京都メカニズムを利用する場合、附属書 国の石炭消費量は BAU ケースに近づくが、附属書 国にクレジットを供給する非附属書 国の石炭消費量が低下するので、世界の石炭消費量はその他のケースに比べて大きな差異が生じない。

図 5.4 京都メカニズムと世界の石炭消費量



出所：野中謙、JAPAC 国際交流会、1999 年

なお、上記の試算によると CO₂ 排出抑制・削減限界コストは、表 5.2 の通りとなっている。

表 5.2 CO₂ 削減の限界コスト

京都メカニズム利用の範囲	利用しない(日本)	附属書 国	全世界
限界削減コスト (\$/t-C)	350	70	25

出所：野中謙、JAPAC 国際交流会、1999 年

6 中国石炭火力における CO₂ 排出量削減の可能性：京都メカニズムのシース

中国は米国と並び世界最大の石炭消費国であるが、EIA の「International Energy Outlook 2001」によれば、1999 年の石炭需要は 9 億 7,500 万トンで 2010 年には 16 億 4,200 万トン（基準ケース）になると予測されている。また、同国の一次エネルギーの 60～70% は石炭で賄われてきており、石炭は重要なエネルギーであると位置付けられる。しかし、中国の石炭消費から発生する CO₂ 排出量は極めて大きく、世界に大きな影響を与えている。中国の石炭利用において熱効率を向上させることにより、10%の石炭消費を抑制すれば、1 億トン以上の石炭が節約できることになる。したがって、中国の石炭利用の効率化が世界の CO₂ 排出量削減の切り札となる可能性が高い。

日本は熱効率の優れた超臨界圧、さらには超超臨界圧の石炭火力を有し、その建設および運転については実証済みである。日本はこのようなクリーン・コール・テクノロジーの分野で中国を始め、多くの発展途上国に技術協力できる機会が多数あると思われる。

6-1 中国の石炭火力の現状と熱効率向上の可能性

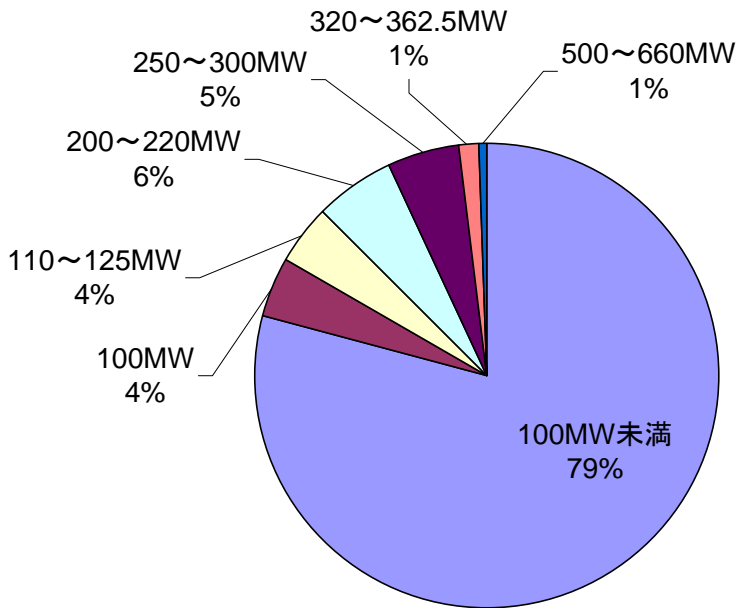
Zhao Zongrang⁹によれば、中国の 2001 年 4 月末現在の発電能力は 3 億 kW を超えているが、1999 年末の発電能力は 2 億 9,880 万 kW で、同年における発電量は 1 兆 2,331 億 kWh であった。中でも火力による発電量が 82% を占めており、その内 95% は石炭火力によるもので、9,586 億 kWh に及ぶ。

石炭火力の発電能力の規模別に基数をみると 10 万 kW 未満が圧倒的に多く、少なくとも全体の 79% に相当する 2,800 基とされている（図 6.1、表 6.1）。50 万 kW 以上の発電規模のものは全体の 1%（23 基）に過ぎず、その内 60 万 kW および 66 万 kW のものが 16 基を数える。

表 6.1 によれば発電規模が小さいものは蒸気圧力が低く発電効率が低いため、それだけ燃料の消費量も多くなる。中国の火力の蒸気パラメータは、全体の 97% が亜臨界圧あるいはそれ以下となっている。2000 年 7 月現在で臨界圧火力は、合計で 520 万 kW に過ぎない。中国の石炭火力の平均石炭消費原単位は 399g/kWh であるが、小規模の石炭火力のそれは 550g/kWh となる。

中国、国家電力公司是小規模の石炭火力を今後、徐々に停止あるいは廃止していく計画であるが、その計画によれば 1998 年から 2001 年にかけて 774 万 kW、2004 年末には 1,400 万 kW の小規模石炭火力を廃止する予定となっている。今後、建設される石炭火力は超臨界圧が主力となっていくが、その発電効率は 45% もの高率が期待でき、また石炭消費原単位は 310～320g/kWh となる。小規模石炭火力 1,400 万 kW 分を超臨界火力に入れ替えることにより、1,500 万トンの石炭の節約を可能としている。

図 6.1 中国の火力発電における発電能力別基数の構成



1999年、総基数＝約3,500基

出所： Zhao Zongrang, 8th APEC Coal Flow Seminar (2002)

⁹ Zhao Zongrang 「Develop supercritical coal-fired units to optimize China's thermal power structure」 8th APEC Coal Flow Seminar (2002)

表 6.1 中国の火力発電における発電能力別構成

発電能力	基数 (基)	能力計 (MW)	シェア (%)	蒸気圧力/温度
100MW 未満	2,800	70,000	31.0	
100MW	144	14,400	6.4	8.8Mpa/535
110 ~ 125MW	152	18,915	8.5	8.8Mpa/535
200 ~ 220MW	195	39,140	17.5	12.2Mpa/535/535
250 ~ 300MW	170	51,136	22.3	16.6Mpa/538/538
320 ~ 362.5MW	50	17,252	7.7	16.6Mpa/538/538
500 ~ 660MW	23	13,300	5.9	16.6Mpa/538/538
合計	約 3,500	223,434	100.0	

出所 : Zhao Zongrang, 8th APEC Coal Flow Seminar (2002)

Zhao Zongrang の報告では石炭の発熱量が明示されていないが、石炭消費原単位と発電効率から発熱量を計算すると、5,970 ~ 6,160kcal/kg (平均 6,065kcal/kg) となる。この発熱量と石炭消費原単位 (399g/kWh) から中国石炭火力の平均発電効率を計算すると、35 ~ 36% になる。同様に、小規模石炭火力 (石炭消費原単位 = 550g/kWh) では 25 ~ 26% となる。

中国電力年鑑 (2000 年版) などの実績値から検証してみると、1999 年における石炭火力の発電量は 9,586 億 kWh でそれに消費された石炭は 4 億 8,187 万トンとなっている。中国の石炭統計に使用される石炭の発熱量は 5,000kcal/kg であるので、6,065 kcal/kg に換算すると石炭消費量は 3 億 9,725 万トンとなる。したがって、石炭消費原単位は 414g/kWh、発電効率は 34% となる。Zhao Zongrang の報告と比べると、石炭消費原単位で 15g/kWh ほど高く、発電効率で 1% ほど低い、誤差範囲とみて良いだろう。

中国の石炭消費原単位が中国平均値の 399g/kWh から超臨界発電の 315g/kWh に下がったとすれば、石炭消費量を 8,050 万トン (= 9,586 億 kWh (1999 年発電実績) × (399 - 315) ÷ 100) 節約できることになる。なお、発熱量 5,000kcal/kg ベースでは 9,760 万トンの石炭が節約されたことになり、これは 1999 年に石炭火力で消費された石炭の 20% に相当する。

中国では今後、高効率発電の導入に力を入れていくとしているが、この面で外資との協力は重要な要素であると思われる。これは日本にとっても得意の分野であることから、協力を通じて、京都メカニズムを実際に進められる可能性があり、そのポテンシャルはかなり大きいものと期待される。

6-2 九州電力 (株) による中国石炭火力の熱効率改善実績

平成 10 年に九州電力 (株) は中国、山東電力の黄台石炭火力発電所 7 号機の熱効率改善策を山東電力に提案し、それを受けた山東電力は平成 12 年にこの提案を全面的に採用の上、改善工事を実施した。その改善後の成果は表 6.2 に示すとおりで、熱効率が 4.40% 向上し、燃料使用量が年間 8.8 万トン低減した。さらには、CO₂ 排出量を年間 21.2 万 t-CO₂ も削減

させることに成功している¹⁰。具体的な改善項目およびその対策を表6.3に示す。また、黄台石炭火力発電所7号機の位置図および概要を図6.1に示す。

規模は決して大きくないが、先に述べたように中国には小規模な石炭火力発電所が存在することから、この実績を他の石炭火力発電所にも応用できれば、その効果は中国全体として大きなものとなるであろう。日本からの技術移転を実証したプロジェクトの一つであるが、今後の日本からの地球環境対策の技術移転を勇気づけるものであり、またそれらの技術移転が京都メカニズムのシーズとなる可能性がある。

表6.2 黄台石炭火力発電所7号機熱効率改善プロジェクトの結果

	改善前 (1998/7)	改善後 (2000/10)	改善効果 -
熱効率	33.17%	37.57%	+4.40%
燃料使用量(万トン/年)	75.2	66.4	▲8.8
燃料費(億円/年)	29.3	25.9	▲3.4
CO ₂ 発生量(万t-CO ₂ /年)	180.9	159.7	▲21.2

注記：燃料費は、山東電力の石炭価格に基づく。

出所：大山悦生、JAPAC 勉強会(2001/12/10)

表6.3 効率低下要因と対策内容

項目		対策内容
ボイラー関係	ボイラー伝熱面の熱吸収量低下	伝熱面の洗浄を行った。 蒸気噴射圧を適正にして既設スートブロウ装置の運用を再開した。 スートブロウ装置の増設を行った。
	空気予熱器の熱交換量低下	空気予熱器伝熱部の交換、洗浄を行った。 蒸気式空気予熱器の漏洩蒸気管の取替を行った。
タービン関係	高圧タービン経年劣化による損失増加	スケール除去およびフィンの取替を行った。
	低圧タービン経年劣化などによる損失増加	動静翼を新製した。なお、動翼には、先端にフィンが未設置であったため、フィン付とした。 内車室およびダイヤフラムを新製した。
	再熱器スプレー発生による熱効率低下	バーナノズルのチルチング装置を自動運用とし、再熱器スプレー水量の低減を図った。
風煙道圧力損失増加による所内電力増加		風煙道の灰などの清掃を行った。その結果、所内動力が1割程度低減した。

出所：大山悦生、JAPAC 勉強会(2001/12/10)

¹⁰ 大山悦生、九州電力(株)、JAPAC 勉強会(2001/12/10)

図 6.2 黄台石炭火力発電所 7 号機の概要



- 所在地 : 山東省済南市郊外
- 出力 : 30 万 kW
- 年間発電電力量 : 19 億 kWh (利用率約 70%)
- 使用燃料 : 中国の国内炭
- 運転開始 : 1987 年 11 月
- 機器メーカー : ボイラーは三菱重工業、タービンは東方汽輪機場製

出所 : 大山悦生、JAPAC 勉強会資料 (2001/12/10)

まとめ

地球環境対策が石炭需給に及ぼす影響について調査および分析を試みたところ、以下の知見を得た。

日本の将来の CO₂ 排出量は、総合資源エネルギー調査会の見通しを大幅に上回る可能性がある。

CO₂ 排出量削減対策を環境税・炭素税などの国内対策のみで行うと、そのコストは非常に高いものとなり、日本の石炭需要は激減し、石炭産業に壊滅的な影響を与えるであろう。

京都メカニズムに代表されるグローバルな対策制度によって CO₂ 排出量削減を行うと、そのコストはかなり低くなる。ただし、京都メカニズムの導入に制限を設けると、その効果も制限を受けてしまう。また、京都メカニズム自身が国際的に確立していない現在では、未だいくつかのリスクが存在する。

世界最大の石炭消費国である中国においては、石炭火力を中心にプラントの熱効率を上げることにより、CO₂ 排出量を削減できる可能性が大である。日本の得意とする高効率石炭火力発電所の建設および運転の面で協力できる点が多数あると思われる、それらが京都メカニズムのシーズにつながる可能性がある。

お問い合わせ : ieej-info@tky.ieej.or.jp

報告内容

1	日本の石炭需給の現状及び見通し.....	1
1-1	石炭需給の現状.....	1
1-2	総合資源エネルギー調査会の見通しとその課題.....	2
2	石炭火力の経済的優位性.....	5
2-1	石油価格に対する石炭価格の優位性.....	5
2-2	電源における石炭の優位性.....	6
3	温室効果ガス・CO ₂ 排出量の現状および見通し.....	7
3-1	世界の温室効果ガスおよびCO ₂ 排出量.....	7
3-2	日本の温室効果ガスおよびCO ₂ 排出量.....	11
3-3	世界のCO ₂ 排出量の見通し.....	13
3-4	日本のCO ₂ 排出量の見通し.....	14
3-5	CO ₂ 排出原単位.....	15
4	CO ₂ 排出量の削減.....	17
4-1	京都議定書の要点.....	17
4-2	米国の京都議定書離脱および同議定書の持つリスク.....	18
4-3	温室効果ガス削減割当量.....	19
4-4	京都メカニズム.....	20
4-5	地球温暖化対策推進本部によるCO ₂ 排出削減の指針とその課題.....	20
4-6	エネルギー起源CO ₂ 排出削減必要減量.....	22
4-7	京都メカニズム利用の試算.....	23
5	地球環境対策が石炭需給に及ぼす影響.....	25
5-1	米国 EIA の試算.....	25
5-2	電力中央研究所の試算.....	27
5-3	電源開発(株)の試算.....	28
6	中国石炭火力におけるCO ₂ 排出量削減の可能性：京都メカニズムのシース.....	29
6-1	中国の石炭火力の現状と熱効率向上の可能性.....	30
6-2	九州電力(株)による中国石炭火力の熱効率改善実績.....	31