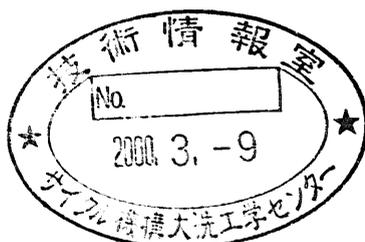


# 日本のエネルギー需給構造および経済性の 将来予測に関する調査

(核燃料サイクル開発機構 契約業務報告書)

1999年10月



株式会社三菱総合研究所

本資料の全部または一部を複写・複製・転載する場合は、下記にお問い合わせください。

〒319 - 1194 茨城県那珂郡東海村村松4番地49

核燃料サイクル開発機構

技術展開部 技術協力課

Inquiries about copyright and reproduction should be addressed to :

Technical Cooperation Section.

Technology Management Division.

Japan Nuclear Cycle Development Institute

4-49 Muramatsu, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki 319-1194, Japan

© 核燃料サイクル開発機構 (Japan Nuclear Cycle Development Institute)  
1999

日本のエネルギー需給構造および経済性の  
将来予測に関する調査  
(核燃料サイクル開発機構 契約業務報告書)

芝剛史\*、亀崎洋\*、湯山智教\*、鈴木敦士\*

要 旨

本調査では、FBR サクセスシナリオの構築に向けて、21 世紀におけるわが国のエネルギー需給構造の将来予測と各発電プラントの発電コスト予測に関する調査を行うことを目的とした。

将来の日本におけるエネルギー需給構造予測に関する調査として、経済成長率の見通し、エネルギーの需要量と供給量予測、新エネルギー導入限界量、CO2 規制、エネルギーベストミックス評価について、内外の機関により発表された資料を収集した。経済審議会や日本エネルギー経済研究所等の国内の機関では、21 世紀前半までの長期予測を示しており、海外の機関では、日本を OECD や東アジアに含め、経済構造やエネルギー需給見通しを示している。

各発電プラントコスト予測に関連し、資源については究極埋蔵量とコストに対する諸見解をレビューした。石油の究極可採年数は最大で約 150 年にもなるという見方も存在する。また、太陽光や風力等の新エネルギーも含めて、各種電源の将来性能とコスト見通しをまとめたほか、廃棄物、安全性、エネルギーセキュリティーに関わる外部コスト、CO2 排出権取引額についてもその考え方を示した。

---

本報告書は、株式会社三菱総合研究所が核燃料サイクル開発機構との契約により実施した業務成果に関するものである。

機構担当部課室：

大洗工学センター システム技術開発部 高速炉サイクル解析 Gr

※株式会社三菱総合研究所 産業戦略研究センター 産業経済部 第一研究室

## Research on Energy Supply, Demand and Economy Forecasting in Japan

Tsuyoshi Shiba\*, Hiroshi Kamezaki\*,  
Tomonori Yuyama\*, Atsushi Suzuki\*

### Abstract

This project aims to do research on forecasts of energy demand structure and electricity generation cost in each power plant in Japan in the 21st century, considering constructing successful FBR scenario.

During the process of doing research on forecasts of energy demand structure in Japan, documents published from organizations in inside and outside of Japan were collected. These documents include prospects of economic growth rate, forecasts of amount for energy supply and demand, the maximum amount of introducing new energy resources, CO<sub>2</sub> regulation, and evaluation of energy best mixture. Organizations in Japan such as Economic Council and Japan Energy Economic Research Institute have provided long-term forecasts until the early 21st century. Meanwhile, organizations overseas have provided forecasts of economic structure, and demand and supply for energy in OECD and East Asia including Japan.

In connection with forecasts of electricity generation cost in each power plant, views on the ultimate reserves and cost of resources are reviewed in this report. According to some views on oil reserves, making assumptions based on reserves/production ratio, the maximum length of the time that oil reserves will last is 150 years. In addition, this report provides summaries of cost and potential role of various resources, including solar energy and wind energy; and views on waste, safety, energy security-related externality cost, and the price of transferring CO<sub>2</sub> emission right.

---

Work performed by Mitsubishi Reserch Institute, Inc., under contract with Japan Nuclear Cycle Development Institute

JNC Liaison: Technology Management Division, O-Arai Engineering Center

\* Industrial Enonomy Department, Mitsubishi Reserch Institute, Inc.

# 目次

まえがき .....	9
目的 .....	9
本研究の内容 .....	9
1. 日本社会・経済構造およびエネルギー需給構造の超長期予測に関する調査.....	11
1.1 日本の社会構造、経済構造の超長期予測 .....	11
1.1.1 主要な機関による予測の比較 .....	11
1.1.2 各機関による予測の概要 .....	13
1.2 日本のエネルギー需給構造の超長期予測 .....	20
1.2.1 主要機関による予測シナリオ .....	20
1.2.2 主要機関によるシナリオの比較検討 .....	27
1.2.3 その他機関による予測の概要 .....	29
1.3 新エネルギー導入限界量 .....	39
1.3.1 導入目標と導入可能量 .....	39
1.3.2 各機関による試算の概要 .....	41
1.4 CO2 規制の考え方.....	50
1.4.1 CO2 規制の考え方.....	50
1.4.2 直接的規制による CO2 抑制 .....	51
1.4.3 経済的手法による抑制 .....	52
1.4.4 炭素税の考え方 .....	56
1.4.5 各国における炭素税・環境税の概要 .....	57
1.4.6 排出権取引についての考え方 .....	65
1.4.7 排出権取引市場に関する最近の動向 .....	68
1.4.8 参考資料について .....	72
1.5 ベストミックスの定量評価 .....	73
1.5.1 ベストミックスの定量評価の考え方 .....	73
1.5.2 ベストミックスに関連した既往の研究 .....	73
2. 各種電源の発電コストの超長期予測に関する調査 .....	77
2.1 各種エネルギー資源の埋蔵量およびコストの将来予測.....	77
2.1.1 埋蔵量について .....	77
2.1.2 石炭の分類 .....	78
2.1.3 埋蔵量データ .....	79
2.1.4 究極埋蔵量・生産量に関する諸見解 .....	79
2.1.5 各資源の価格予想について .....	83
2.1.6 資源埋蔵量に関する資料について .....	87

2.2 各種電源の将来プラントの性能 .....	88
2.2.1 各種電源の技術展望 .....	88
2.2.2 参考資料の概要 .....	90
2.3 各種電源の発電コストの将来予測 .....	93
2.3.1 各種新エネルギーのコスト予測 .....	93
2.3.2 発電コスト予測に関する文献の概要 .....	94
2.4 廃棄物に関わる外部コスト .....	99
2.4.1 廃棄物に関わるコストの比較 .....	99
2.4.2 廃棄物コスト評価に関する諸見解 .....	101
2.5 安全性に関わる外部コスト .....	118
2.6 エネルギーセキュリティーに関わる外部コスト .....	126
2.6.1 石油備蓄による発電コストへの追加費用 .....	126
2.6.2 参考資料について .....	128
2.7 CO <sub>2</sub> 排出権取引額の将来予測 .....	132
2.7.1 CO <sub>2</sub> 削減価値の考え方 .....	132
2.7.2 CO <sub>2</sub> 排出権取引額を扱った文献 .....	133
参考文献 .....	141

## 表 目次

表 1	各予測資料別の経済成長率の推移（国内主要データ）	12
表 2	社会構造、経済構造の超長期予測の関連資料	13
表 3	エネ研見通しにおける社会・経済シナリオ	15
表 4	総合エネルギー調査会見通し（98年）における社会・経済シナリオ	16
表 5	総合エネルギー調査会見通し（98年）における社会・経済シナリオ	16
表 6	MARKALによる社会・経済シナリオ	17
表 7	IS92シナリオにおける諸仮定及びCO <sub>2</sub> 排出量	18
表 8	主要な機関による日本のエネルギー需給見通し	20
表 9	総合エネルギー調査会によるエネルギー需給見通し	22
表 10	日本エネルギー経済研究所による見通し（最終エネルギー需要）	23
表 11	日本エネルギー経済研究所による見通し（一次エネルギー総供給）	24
表 12	電力中央研究所による見通し（基準ケース）	25
表 13	電力中央研究所による見通し（財政拡大ケース）	26
表 14	主要なエネルギー需給データ間の比較	28
表 15	IIASA/WEC DATABASEの主要な検索内容	30
表 16	シナリオの定義	31
表 17	各地域別のFINAL ENERGY CONSUMPTION: TOTAL	32
表 18	TOTAL ENERGY CONSUMPTION & GDP	33
表 19	他統計との比較（米国エネルギー省による比較）	34
表 20	IPCC EMISSION SCENARIOで日本を含んでいるモデル	36
表 21	各エネルギーについての制約条件	39
表 22	新エネルギー供給見通し	42
表 23	住宅以外の導入可能発電量	43
表 24	住宅の導入可能発電量	43
表 25	風力発電の導入可能発電量	44
表 26	廃棄物焼却熱発電の導入可能発電量	44
表 27	一次エネルギー供給段階での新エネルギー導入見通し（基準ケース）	48
表 28	最終エネルギー消費段階での新エネルギー導入量見通し（基準ケース）	48
表 29	日本の再生可能エネルギーの推定資源量	49
表 30	直接的手法のメリット・デメリット	51
表 31	経済的手段として考えられる方法およびその概要	52
表 32	OECD諸国における経済的手段の活用状況	53
表 33	OECD諸国における環境税・課徴金の概要（1995年1月1日以降）	54
表 34	経済的手段の活用可能性チャート	55
表 35	炭素税における直接課税と間接課税	56
表 36	炭素税の構築上の問題点	56
表 37	電力に関する課税状況	58

表 38	フィンランドの燃料に係るエネルギー税・炭素税の税率 (97 年)	58
表 39	各国における炭素税の概要	59
表 40	ドイツの環境税の概要	60
表 41	環境税設計における論点	61
表 42	環境税案検討にあたってのオプション (4 案)	62
表 43	環境税案検討にあたってのオプション (4 案) その2	63
表 44	日本における炭素・エネルギー税の試算	64
表 45	CO <sub>2</sub> 排出権市場創設の動き	69
表 46	米国における排出権取引市場の事例	70
表 47	CO <sub>2</sub> 規制に関する資料	72
表 48	ベストミックスの定量評価に関する資料	73
表 49	各要素の評価手法の概要	74
表 50	各電源構成シナリオの評価結果	75
表 51	石炭の分類	78
表 52	各種資源の埋蔵量と可採年数	79
表 53	各資源の究極可採埋蔵量	79
表 54	化石エネルギー資源のコスト別可採埋蔵量 (原油換算、兆バレル)	81
表 55	世界エネルギー会議における化石燃料資源量	82
表 56	エネルギー資源の埋蔵量・コスト将来予測の関連資料	87
表 57	各種電源の将来プラント性能に関する文献	88
表 58	各種プラント性能の将来展望	89
表 59	主要発電技術等特性データ (2050 年の想定値)	91
表 60	各種電源の発電コスト将来予測の関連資料	94
表 61	新エネルギーコスト予測 (エネルギー総合推進委員会): 実力ケース	96
表 62	算定対象としたせ石炭新発電方式	98
表 63	各石炭火力発電方式の発電コスト (円/KWH)	98
表 64	火力プラントの CO <sub>2</sub> 関連コストの比較	99
表 65	廃棄物に関わる外部コストの関連資料	101
表 66	火力発電プラントの環境対策コスト (単位: 円/KWH)	103
表 67	火力発電および原子力発電からの廃棄物処分コストの比較	106
表 68	CO <sub>2</sub> 削減コスト算出の前提条件	108
表 69	核融合炉における放射性廃棄物量と処分コスト	109
表 70	マサチューセッツ州公益事業委員会が定めた環境外部性価値 (1989 年)	113
表 71	ウィスコンシン州における温室効果ガスの価値	114
表 72	WPSC によって収集された CO <sub>2</sub> 外部性価値の範囲	114
表 73	1992 年の地域別排出削減価値の比較	116
表 74	カリフォルニア州における外部価値	117
表 75	汚染物質別の外部性価値 (州別)	117
表 76	安全性に関わる外部コストの関連資料	118
表 77	発電による事故とけがの外部コスト	119

表 78	発電によるリスク (GW ごとの人数) .....	119
表 79	石炭火力システムにおける健康リスク .....	122
表 80	米国におけるエネルギーシステムの外部コスト評価結果 (セント/KWH) .....	122
表 81	様々なリスクによる寿命短縮 (L L E) .....	123
表 82	WASH-1400 による事故時の死亡者数予測 (単位: 人) .....	125
表 83	エネルギーセキュリティーに関わる外部コストの関連資料 .....	128
表 84	CO2 削減価値に関する考え方 .....	132
表 85	CO2 排出権取引価格に関する収集資料 .....	133
表 86	モデル別の炭素税の推移 (IPCC DATABASE) .....	134
表 87	各モデル別の炭素税の推移 (IPCC DATABASE) .....	135
表 88	各シミュレーションケース別の炭素価格 .....	136
表 89	各ケースにおける排出権取引価格 .....	138
表 90	異なった世界排出権取引の仕組みのもとでの各国の国内排出権取引価格 .....	138
表 91	CARBON EMISSION PENALTIES AT 2010 UNDER THE KYOTO PROTOCOL .....	139
表 92	排出権取引価格 .....	140

## 図 目次

図 1	世界エネルギー会議における GDP シナリオ (太平洋 OECD)	14
図 2	IS92 シナリオにおける世界 GDP の推移	19
図 3	IPCC DATABASE による日本の GDP シナリオ	19
図 4	太平洋 OECD 地域におけるエネルギー需給 (FINAL ENERGY CONSUMPTION)	31
図 5	各地域別の FINAL ENERGY CONSUMPTION: TOTAL (指数化)	32
図 6	IS92 シナリオにおけるエネルギー消費シナリオ	37
図 7	IPCC DATABASE によるエネルギー消費シナリオ (日本)	37
図 8	再生可能エネルギーを重視したエネルギー供給シナリオ	38
図 9	2010 年における新エネルギー導入可能量、および目標量	40
図 10	2010 年における新エネルギー導入可能量 (発電電力量ベース)	40
図 11	CO2 規制における考え方	50
図 12	自助努力による排出削減と CO2 排出権購入	67
図 13	排出権取引のイメージ	67
図 14	米国における SOX 取引市場の規模の推移	71
図 15	米国における SO2 取引価格の推移	71
図 16	電源選択モデルの概要	76
図 17	原油埋蔵量の概念図	77
図 18	石炭埋蔵量の概念図	78
図 19	石油の価格予測 (INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK)	83
図 20	石油の価格予測 (WORLD ENERGY OUTLOOK)	83
図 21	天然ガスの価格予測 (WORLD ENERGY OUTLOOK)	84
図 22	石炭の価格予測 (WORLD ENERGY OUTLOOK)	84
図 23	これまでの石油価格予測と実績値の比較	85
図 24	各種新エネルギーの発電コスト予測	93
図 25	電源別発電コストの推移	96
図 26	各種発電プラントの CO2 削減費用	100
図 27	CO2 課徴金の影響	105
図 28	発電プラントの CO2 削減コスト	107
図 29	各種発電プラントの CO2 削減コスト	109
図 30	太陽光発電からの CO2 排出量	111
図 31	各種エネルギーシステムによる 1000MW 年あたりの職業人の死亡数	120
図 32	各種エネルギーシステムによる 1000MW 年あたりの公衆の死亡数	120
図 33	原子力発電のリスク評価結果の例	124
図 34	石油備蓄による発電コストへの増分費用 (備蓄日数を 320 日とした場合)	127

## まえがき

### 目的

環境論的な制約（例えば CO2 規制）など様々な条件下で、FBR サイクルシステムが 21 世紀において他の電源との競争性を有し着実に導入されていくための目標を明確にし、FBR 導入のサクセスシナリオを構築することが重要な課題となっている。本調査は、21 世紀の日本のエネルギー需給構造の将来予測評価に関する調査を行うと共に、原子力のみならず、火力発電、太陽光発電などの各発電プラントの技術動向の調査を中心に将来の発電コスト予測評価に関する調査を行うことを目的とする。

### 本研究の内容

2100 年までの日本のエネルギー需給構造の予測評価について調査を行うと共に、エネルギー供給システムとして原子力のみならず、火力発電、太陽光発電などの新エネルギーを対象として、21 世紀における各発電プラントの技術動向の調査を中心に将来の発電コストに関する調査を行い、FBR サイクルシステムが競争性を有するための目標を明確にし、FBR 導入シナリオの構築に資する。

各発電プラントの将来の発電コスト評価の調査においては、環境負荷低減やエネルギーセキュリティ向上等に起因する外部コスト評価に関する調査も含む。

#### （1）日本社会・経済構造およびエネルギー需給構造の超長期予測に関する調査

21 世紀の日本の需給構造の各視点から将来社会の概況を調査し、原子力発電設備容量の将来予測に関する情報を収集、分析する。具体的には、以下の項目について調査を行う。

- ・日本の社会構造、経済構造の超長期予測
- ・日本のエネルギー需給構造の超長期予測（一次エネルギー総供給量、最終エネルギー需要、総発電電力量など）
- ・新エネルギーの導入限界量
- ・CO2 規制の考え方（規制のレベル、対象、期間など）
- ・ベストミックスの定量評価

## (2) 各種電源の発電コストの超長期予測に関する調査

各種エネルギー資源（原油、石炭、LNG等）の埋蔵量の確認および将来コストの調査を行うと共に、環境負荷低減やエネルギーセキュリティー向上等の外部コストの調査も含め、各種電源のプラント性能および将来コストの調査を行い、その結果を整理、分析する。各種電源としては、電源となり得る全てのシステムを含む。調査対象とする主な項目は以下の通りである。

- ・各種エネルギー資源の埋蔵量およびコストの将来予測
- ・各種電源の将来プラントの性能（プラント規模、熱効率など）
- ・各種電源の発電コストの将来予測
- ・廃棄物に関わる外部コスト（CO<sub>2</sub>税、CO<sub>2</sub>回収・処分コスト、放射性廃棄物処分コストなど）
- ・安全性に関わる外部コスト（事故時の費用など）
- ・エネルギーセキュリティーに関わる外部コスト（燃料備蓄費用など）
- ・CO<sub>2</sub>排出権取引額の将来予測
- ・その他経済性に関する情報

# 1. 日本社会・経済構造およびエネルギー需給構造の超長期予測に関する調査

## 1.1 日本の社会構造、経済構造の超長期予測

### 1.1.1 主要な機関による予測の比較

日本の社会構造・経済構造に関する長期予測としては、経済審議会（経済企画庁）や総合エネルギー調査会（通産省）による見通しがある。その他に、日本エネルギー経済研究所、電力中央研究所、日本原子力研究所などの機関が将来の社会・経済シナリオを予測している。しかしながら、それらの予測期間は、政府の公式見通しとしては2010年くらいまでであり、エネルギー需給予測や地球温暖化予測を行う際に前提とする社会・経済シナリオについても、2050年くらいまでである。超長期予測（～2100年）を行っている例はほとんどない。

また、世界エネルギー会議、IEA/OECD、DOE/USE、IPCCといった会議や機関により世界全体や世界各地でのエネルギー需給見通しが行われており、その際に経済シナリオが示されている。日本はOECDか、または東アジアに含まれて議論されている。

表1に、国内の主要な機関による経済成長率予測をまとめる。

表 1 各予測資料別の経済成長率の推移（国内主要データ）

機関	年	地域	ケース	単位	GDP（GWP）金額				
					2010年	2020年	2030年	2050年	2100年
総合エネルギー調査会	96年	日本	前提	兆円（90年基準）	690	840	990	-	-
	98年	日本	前提	-	-	-	-	-	-
日本エネルギー経済研究所	98年	日本	現状維持ケース	-	-	-	-	-	
			構造改革ケース	-	-	-	-	-	
経済審議会	98年	日本	-	-	-	-	-	-	
日本原子力研究所	99年	日本	-	-	-	-	-	-	
電力中央研究所	98年	日本	基準ケース	兆円（95年基準）	553	-	-	-	
			財政拡大ケース	兆円（95年基準）	-	-	-	-	
	84年	日本	成長志向型	兆円（75年基準）	819	-	-	-	
			日本型福祉社会	兆円（75年基準）	615	-	-	-	
			停滞型社会	兆円（75年基準）	410	-	-	-	

機関	年	地域	ケース	成長率				
				2001/2010	2010/2020	2020/2030	2000/2030	2030/2050
総合エネルギー調査会	96年	日本	前提	3.0%	2.0%	1.5%	-	-
	98年	日本	前提	2.0%	-	-	-	-
日本エネルギー経済研究所	98年	日本	現状維持ケース	1.3%	0.6%	-	-	-
			構造改革ケース	1.0%	2.0%	-	-	-
経済審議会	98年	日本	-	2.0%	-	-	-	-
日本原子力研究所	99年	日本	-	2.5%	2.0%	1.5%	-	1.2%
電力中央研究所	98年	日本	基準ケース	1.8%	-	-	-	-
			財政拡大ケース	2.5%	-	-	-	-
	84年	日本	成長志向型	2.5%	-	-	2.4%	-
			日本型福祉社会	2.5%	-	-	1.8%	-
			停滞型社会	2.5%	-	-	0.8%	-

## 1.1.2 各機関による予測の概要

表 2 社会構造、経済構造の超長期予測の関連資料

	機関名	予測期間	概要・備考
1	経済審議会	～2010年	99年7月に取りまとめられたものであり、2010年までの社会・経済のあるべき姿を示したもの
2	世界エネルギー会議	～2100年	98年の世界エネルギー会議におけるエネルギー需給見通しの前提となったシナリオ。IIASAとの共同研究の成果。
3	日本エネルギー経済研究所	～2020年	毎年、2月に出されているエネ研見通しのもととなっている経済・社会シナリオ
		～2100年	95年に出された超長期エネルギー需給見通しのもととなっている経済・社会シナリオ
4	総合エネルギー調査会	～2010年	98年に京都会議の結果を踏まえて改訂されたエネルギー需給のもととなったシナリオ
		～2030年	96年に行われた「超長期エネルギー需要の展望」のもととなったシナリオ
5	日本原子力研究所	～2050年	「我が国における二酸化炭素削減戦略と原始力の役割」というレポートのなかで使用されている。
6	IPCC Emission Scenario Data	～2100年	IPCCで検討されたモデルにおいて用いられているシナリオ。
7	日本経済研究センター	～2020年	1995年に「2020年の日本経済」として出版された予測
		～2025年	1998年に出された「ゼロ成長の日本経済」として出版された予測
8	エネルギー総合工学研究所	～2050年	1993年に「21世紀の技術とエネルギー委員会」を組織し、「2050年への挑戦」として出版
9	日本電力調査委員会	～2008年	99年4月に出された電力需要見通しのもととなったシナリオ
10	電力中央研究所	～2010年	「経済社会、エネルギーの中期展望'98」として出された予測資料。95年版もある。
		～2030年	「エネルギー・電力需給の長期展望」として1984年に出されたものだが、2030年まで推計。
11	World Energy Outlook	～2020年	IEA/OECDによるエネルギー需給見通し
12	International Energy Outlook 99	～2020年	DOE/USEによる世界各地のエネルギー需給見通し

## (1) 経済審議会

98年に経済審議会で示された2010年あたりの日本の将来社会を描いた資料であるが、経済成長率は、日本経済の潜在成長率である約2%程度を想定している。総合エネルギー調査会などのエネルギー需給見通しなどでは、この値を前提として見通しが行われているようである。

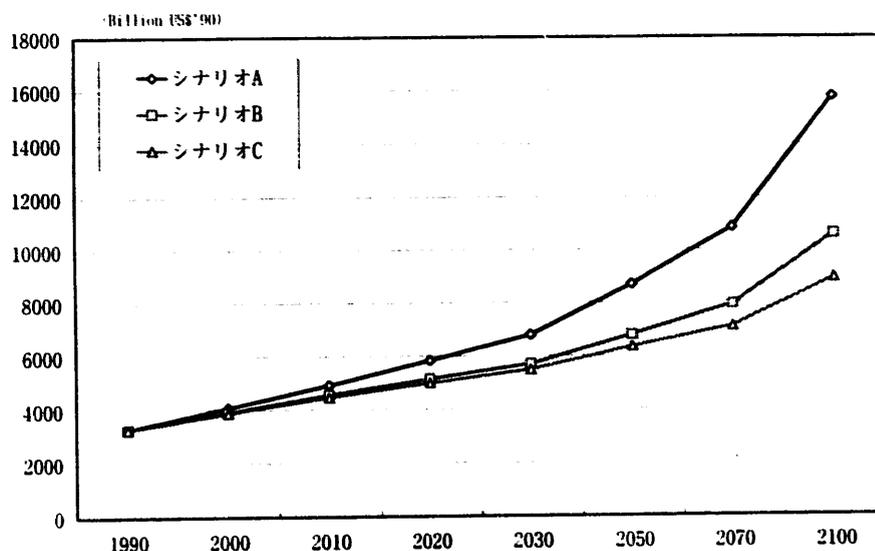
## (2) 世界エネルギー会議シナリオ

98年のヒューストンにおける世界エネルギー会議で示されたものであり、以下の3つのシナリオが示され、これらの社会・経済構造に基づいてエネルギー需給見通しが行われている。日本は太平洋 OECD（日本、ニュージーランド、オーストラリア）としてひとくくりにされている。図1に同地域のGDPシナリオを示す。

- ・「高成長ケース」 高度の技術進歩と経済成長を想定 → シナリオ A
- ・「標準ケース」 控えめな技術進歩と経済成長を想定 → シナリオ B
- ・「環境重視ケース」 途上国の高成長と非化石エネルギーへのシフト → シナリオ C

また、世界エネルギー会議において発表されたデータは、IIASA（国際応用システム解析研究所：オーストリア）のホームページにおいてデータベースとしてダウンロード可能である（→P.30 参照）。

図1 世界エネルギー会議におけるGDPシナリオ（太平洋 OECD）



### (3) 日本エネルギー経済研究所シナリオ

毎年、「エネルギー経済」2月号に掲載されているエネ研の見通しであり、最新のものは99年2月号に掲載されている。予測期間は2020年までとなっている。また、世界全体としてみた社会・経済シナリオについては2100年まで行われているものの、計量分析で行われたものは2010年までであり、2010年以降はシナリオ分析となっている。

日本における2010年までの見通しに用いられた経済・社会シナリオとしては、「現状維持ケース」、および「構造改革ケース」の二つのシナリオを設定している。「現状維持ケース」は、政府の役割、産業構造などが現状とそれほど変わらないまま21世紀の高齢化社会に向かうもので、「構造改革ケース」は、行政改革と規制緩和を積極的に進めながら21世紀初頭を歩み、その後経済が再生してくるシナリオである。具体的には以下の表3に示すとおりである。

表3 エネ研見通しにおける社会・経済シナリオ

【現状維持ケース】 ・明日の日本は昨日とさして変わらない		
【構造改革ケース】 ・明日の日本は昨日と違う		
イメージ	現状維持ケース	構造改革ケース
	保守	自由・革新
	大きな政府	小さな政府
	少子・高齢化(低位推計)	少子・高齢化(中位推計)
	低成長と減速	構造調整の後、再スパート
	省エネ・環境への余力少	省エネ・環境への余力大(2010年以降)
世界の経済成長	緩やかな成長	同左
原油価格	2000年以降緩やかに上昇 2000年15.8ドル/bbl(1997年価格) 2010年17.5ドル(同) 2020年18.9ドル(同)	同左
為替レート	緩やかな円安傾向 2000年130円/\$, 2010年140円(同), 2020年150円(同)	2010年以降緩やかな円高傾向 2010年135円/\$, 2020年125円(同)
日本の人口	低位推計 2000年1.27億人, 2010年1.26億人, 2020年1.21億人	中位推計 2000年1.28億人, 2010年1.28億人, 2020年1.24億人
日本経済成長率	通期(1997~2020年) 1.0% 1997~2010年: 1.3%/年 2010~2020年: 0.6%/年	通期(1997~2020年) 1.5% 1997~2010年: 1.0%/年 2010~2020年: 2.0%/年
政策	景気浮揚のための財投依存	行財政改革と規制緩和 民間活力に期待
産業構造	素材産業もかなり残る	軽薄短小型の構造
環境意識	環境よりも経済優先	環境への配慮と投資が旺盛 (2010年以降)
省エネ	緩やか	省エネ技術の導入促進 (2010年以降)
新エネ	ゆっくり	積極的導入 (2010年以降)

#### (4) 総合エネルギー調査会シナリオ

98年のエネルギー需要の予測のもととなった社会シナリオである。そのうち、エネルギー需要に影響を与える主要要因は以下のように想定されている。

表 4 総合エネルギー調査会見通し（98年）における社会・経済シナリオ

	2010年における想定値
人口	国立社会保障・人口問題研究所の中位推計を用い、1億2762万人と想定。
高齢者比率	22.0%と想定。なお、96年度は15.1%。
女性労働力率	年平均0.5%増で64%と想定。
経済成長率	政府計画に基づき、2000年度まで3%とし、経済審議会（平成8年12月）・産業構造審議会（平成8年11月）の試算を参考に2010年まで2%程度を想定。
価格指標	原油価格は30\$/バレル。LNG価格は、原油価格に連動させ、石炭価格は原油価格の伸び率の▲0.5%と想定している。
為替レート	1ドル100円と想定
物価指標	GDPデフレーター年 1.4%（96-2010年） 消費者物価指数 1.7%（96-2010年） 卸売物価指数 1.2%（96-2010年）

表 5 総合エネルギー調査会見通し（98年）における社会・経済シナリオ

	実績	想定	想定	想定	想定	年平均	年平均	年平均	年平均
	1994年度	2000年度	2010年度	2020年度	2030年度	伸び率(%) 2000/1994	伸び率(%) 2010/2000	伸び率(%) 2020/2010	伸び率(%) 2030/2020
実質国内総生産（1990年度兆円）	455	540	690	840	990	3.0	2.5	2.0	1.5
全国総人口（百万人）	125	127	130	128	123	0.3	0.2	-0.2	-0.4
世帯数（百万世帯）	44	46	49	49	49	1.0	0.6	0.0	0.0
65歳以上人口割合(%)	14	17	21	26	26				
総労働時間（時間）	1,903	1,800	1,750	1,700	1,650	-0.9	-0.3	-0.3	-0.3
実質原油価格（1994年度ドル/バレル）	17	17	20	22	25	-0.5	1.1	1.5	1.5
為替レート（円/ドル）	99	90	90	90	90	-1.6	0.0	0.0	0.0
鉱工業生産指数（1990年度=100）	93	109	135	162	186	2.6	2.2	1.8	1.4
消費者物価指数（1990年度=100）	107	112	130	151	175	0.8	1.5	1.5	1.5
卸売物価指数（1990年度=100）	93	91	96	101	106	-0.3	0.5	0.5	0.5

(5) 日本原子力研究所によるシミュレーション

IIASA のもとで日本原子力研究所が参加して行われた長期エネルギーシステムの最適化分析化モデル MARKAL を使用して、2050 年までの期間を対象とした温暖化シミュレーションの際に用いられた社会・経済シナリオである。具体的には、以下の表 6 に示すとおり社会・経済指標、エネルギーサービス需要、燃料輸入、輸入量制約、CO2 排出係数、などが用いられている。一部は、他シミュレーションのシナリオを引用したものであるが、原研独自に設定したものも多い。

表 6 MARKAL による社会・経済シナリオ

	1990年	2000年	2010年	2020年	2030年	2050年
人口(百万)	123.6	127.4	130.4	128.3	123.0	111.5
世帯数(百万)	40.7	44.7	48.3	49.4	49.2	48.5
GDP伸び率(%/年)	2.21*	2.50	2.00	1.50	1.20	
生産額構成(%)						
農林水産鉱業	2.3	1.9	1.5	1.3	1.1	0.9
製造業	42.7	42.6	42.9	42.6	42.4	42.2
(うち素材系)	(10.3)	(9.1)	(8.1)	(7.5)	(7.0)	(6.3)
(うち機械系)	(18.4)	(20.6)	(22.9)	(24.1)	(24.9)	(26.3)
建設業	9.2	8.5	7.9	7.5	7.2	6.7
サービス業等	45.8	47.0	47.7	48.7	49.3	50.2

\* 1994年～2000年の伸び率=3%

	1990年	2000年	2010年	2020年	2030年	2050年
素材生産量(百万t)						
粗鋼	110.	97.5	95.0	92.5	90.0	85.0
セメント	84.4	90.0	87.5	83.75	80.0	75.0
紙・板紙	28.5	32.2	35.4	37.6	39.3	42.3
非素材産業の有効エネルギー需要(PJ)						
化学工業(エネルギー)	445.	495.	547.	586.	616.	667.
化学工業(原料)	1015.	1400.	1443.	1468.	1485.	1511.
窯業(除セメント)	123.	127.	133.	137.	140.	146.
その他産業	1558.	1937.	2381.	2744.	3060.	3654.
民生部門有効エネルギー需要(PJ)						
業務	1009.	1291.	1567.	1817.	2029.	2432.
家庭	1199.	1607.	1956.	2226.	2404.	2574.
国内輸送量						
旅客(10億人km)	1299.	1502.	1767.	2009.	2209.	2555.
貨物(10億トンkm)	547.	596.	657.	715.	765.	849.

注: 1. エネルギーサービス需要の定義  
 ・鉄鋼業、セメント製造業、紙・パルプ製造業 : 素材生産量  
 ・その他の産業 : 有効エネルギー需要  
 ・民生部門(業務及び家庭) : 有効エネルギー需要  
 ・輸送部門 : 旅客又は貨物の輸送量  
 2. 有効エネルギーの定義  
 ・最終エネルギー消費機器によって正味に利用されたエネルギー(機器に投入されたエネルギーから、外部への放熱等による損失分を差し引いたもの)

## (6) IPCCにおけるシナリオ

1992年にIPCCが温室効果ガス排出シナリオとして6つのシナリオ (IS92シナリオ) を定めたが、その際に前提となった社会・経済見通しの仮定を、表7に示す。これをみると、やはり経済成長率が低ければCO2排出量も低くなっており、この仮定が非常に重要であることがわかる。しかしながら、これらは世界経済を対象としたものであり、日本を対象としたものではない。参考として、各シナリオ別の世界GDPの推移を図2に示す。

なお、IPCC 第一次評価 (1990年) において第3作業部会であるエネルギーと産業サブグループが作成した2025年までのシナリオ (以下、IPCC-EIS) はIS92シナリオのうちa,b,eの推計のもととなっているが、成長率が低めに推計されているといわれている。たしかに、90年代を通じて世界経済成長率はおおむね4%程度で成長しており、2000年以降に半分程度に鈍化することになるかは不確実性が高いといえよう。

表7 IS92シナリオにおける諸仮定及びCO2排出量

温暖化ガス排出シナリオ	人口 (2100年)	経済成長率 2000/2100	(参考) CO2排出量 2100年
IS92a	113億人 (世銀推計)	2.3%	20.3
IS92b	113億人 (世銀推計)	2.3%	19.1
IS92c	64億人 (国連中位低ケース)	1.2%	4.6
IS92d	64億人 (国連中位低ケース)	2.0%	10.3
IS92e	113億人 (世銀推計)	3.0%	35.8
IS92f	176億人 (国連中位高ケース)	2.3%	26.6

(備考) IS92a,bの差はフロンに関するのモントリオール議定書を遵守度合いの差によるものである。

また、IPCCにおいて検討された多くの研究者の作成したモデルについてのデータも、データベースとして、インターネットによりダウンロード可能な状態である (→P.35参照)。このIPCC Emission Databaseから地域として日本を取り扱っているシナリオについてGDP基準シナリオと思われるものをプロットしたものが図3である。多くがGDP成長率で定めているためか、直線的な伸び方をしているものが多い。また、各シナリオ間の差も大きい。

図 2 IS92 シナリオにおける世界 GDP の推移

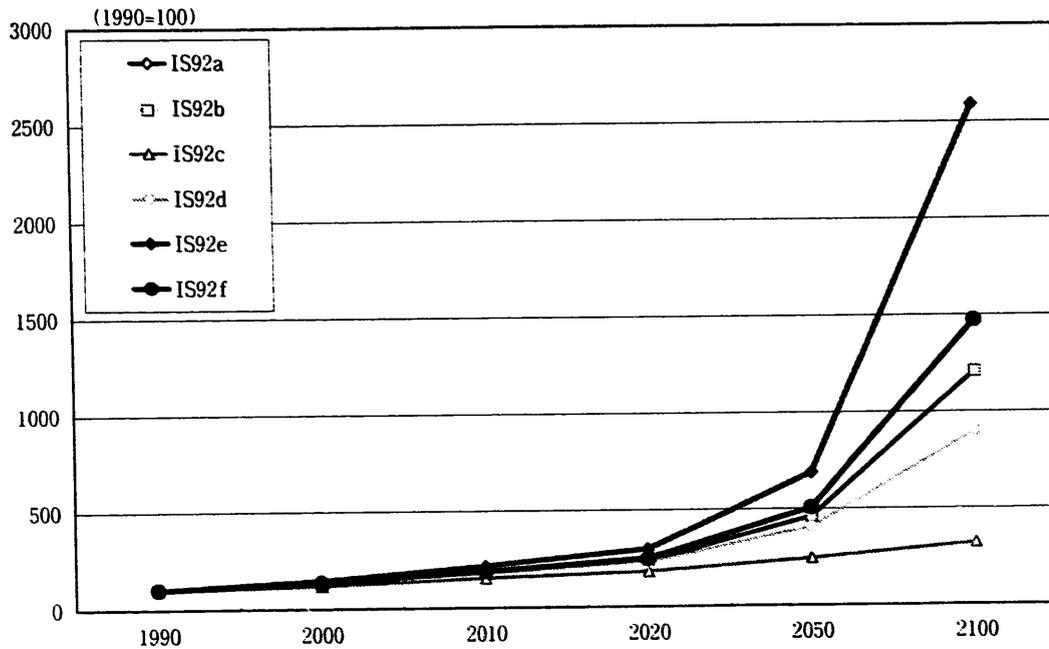
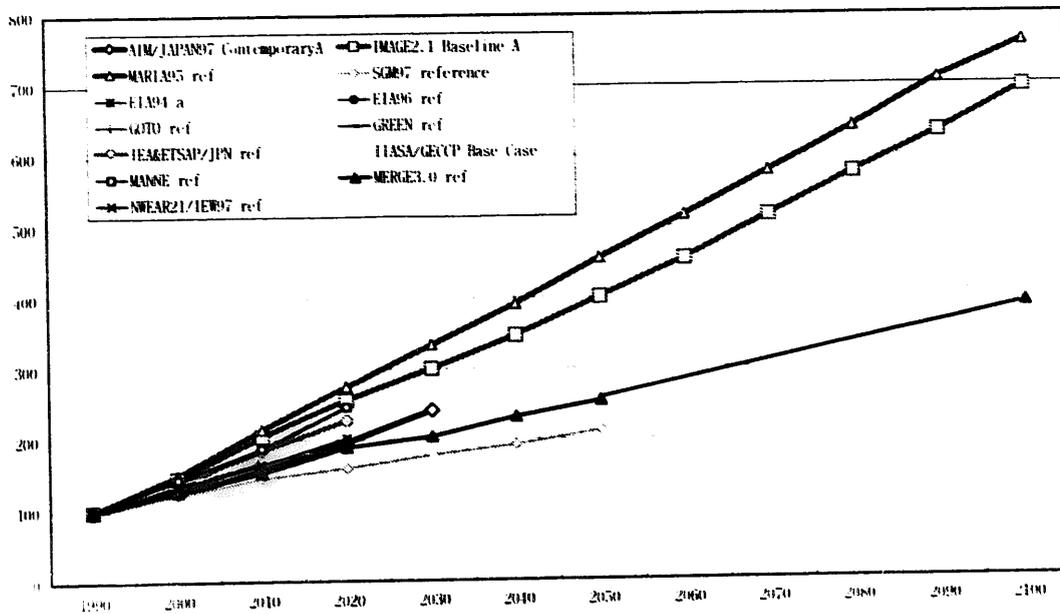


図 3 IPCC Database による日本の GDP シナリオ



(備考) 1990年=100として指数化してある。それぞれ各モデルの基準ケースと考えられるシナリオを示したもの。

## 1.2 日本のエネルギー需給構造の超長期予測

### 1.2.1 主要機関による予測シナリオ

日本政府の公式見解として、総合エネルギー調査会（資源エネルギー庁）が「長期エネルギー見通し」として2010年までの予測を示している。また、同調査会は1996年に「超長期エネルギー見通し」として2030年までの見通しを示している。その他には、日本エネルギー経済研究所によるエネルギー需給見通し（～2020年）、電力中央研究所による需給予測（～2010年）、また、日本原子力研究所による、CO2削減戦略における原子力の役割について述べたレポートの中で使用されている2050年までの需給予測がある（表8）。以下に、これら4機関による見通しの概要を述べる。

表8 主要な機関による日本のエネルギー需給見通し

資料（機関）名	予測期間	備考
総合エネルギー調査会	～2010年	98年に京都会議の結果を踏まえて改訂された需給部会報告
	～2030年	96年に出された2030年までの超長期エネルギー需給見通し
日本エネルギー経済研究所	～2020年	毎年、2月に出されているエネルギー需給見通し
	～2100年	95年に出された超長期エネルギー需給見通し。ただし世界需給の見通しである。
電力中央研究所	～2010年	「経済社会、エネルギーの中期展望'98」として出された予測資料。95年版もある。
日本原子力研究所	～2050年	「我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割」というレポートのなかで使用されている。

## (1) 総合エネルギー調査会による見通し

通商産業省資源エネルギー庁が、1998年に総合エネルギー調査会で示した「長期エネルギー需給見通し」であり、97年に京都で開催された温暖化防止会議の結果を踏まえて、改訂を行ったものである。現在ではもっとも新しい見通しとなっているが、予測期間は2010年までである。「21世紀、地球環境時代のエネルギー戦略」として出版されている。

### <シミュレーション・ケース>

「基準ケース」および「対策ケース」の二つのシナリオを想定している。「基準ケース」とは、これまで講じられてきた対策を維持し、追加的な政策努力を講じない場合であり、追加的な政策努力を講じるシナリオを「対策ケース」としている。

### <考慮しているエネルギーの種類>

- ・1次エネルギー →石油、LPG、石炭、天然ガス、原子力、水力・地熱、新エネ
- ・最終エネルギー消費 →民生、産業、運輸

なお、96年に2030年までのエネルギー需給の姿を示した「超長期エネルギー需給の展望」を示しているが、これは政策目標として位置付けるわけではなく幅広い視点からの議論を促進するための土台として活用されることを期待している。同シミュレーションでは、以下の4つのケースについて実施されている。

### <シミュレーション・ケース>

#### ①省エネ・新エネ現行施策推進シナリオ

- ①-1 原子力現行計画実現ケース (2030年度 原子力1億kW)
- ①-2 原子力立地横這いケース (2030年度 原子力7050万kW)

#### ②省エネ・新エネ施策最大限強化シナリオ

- ①-1 原子力現行計画実現ケース (2030年度 原子力1億kW)
- ①-2 原子力立地横這いケース (2030年度 原子力7050万kW)

※原子力7050万kWは、2010年における目標値に相当。

主要な見通し結果は、次の表9に示す通りである。

表 9 総合エネルギー調査会によるエネルギー需給見通し

○最終エネルギー消費の見通し

項目	1996年度		2010年度					
			基準ケース			対策ケース		
	億kl	構成比	億kl	構成比	年平均伸び率 1996～ 2010年	億kl	構成比	年平均伸び率 1996～ 2010年
産業	1.95	49.6	2.13	46.7	0.6	1.92	47.9	-0.1
民生	1.02	26.0	1.31	28.7	1.8	1.13	28.3	0.8
運輸	0.96	24.5	1.12	24.6	1.1	0.95	23.7	-0.1
合計	3.93	100.0	4.56	100.0	1.1	4.00	100.0	0.1

- 注： 1 産業部門は、第1次産業及びエネルギー生産・転換に携わる業種(石炭鉱業、石油・天然ガス鉱業、石油精製業、コークス製造業等)を除く第2次産業をいう(ただし、管理部門及び自家用運輸を除く)。
- 2 民生部門は、産業部門の管理部門及び電気事業、ガス事業、運輸業等を除く第3次産業並びに家計消費部門をいう(ただし、自家用運輸を除く)。
- 3 運輸部門は、運輸業の事業者用運輸、産業部門及び民生部門の自家用運輸をいう。
- 4 非エネルギー需要(石油化学用原料等)が、産業に含まれる。
- 5 原油換算は、9,250kcal/lによる。
- 6 構成比の各欄の数値の合計は、四捨五入の関係で、100にならない場合がある。

○一次エネルギー供給の見通し

項目	1996年度		2010年度			
			基準ケース		対策ケース	
一次エネルギー総供給	5.97億kl		6.93億kl		6.16億kl	
エネルギー別区分	実数	構成比 (%)	実数	構成比 (%)	実数	構成比 (%)
石油	3.29億kl	55.2	3.58億kl	51.6	2.91億kl	47.2
石油(LPG輸入を除く)	3.10億kl	51.9	3.37億kl	48.6	2.71億kl	44.0
LPG輸入	1,520万t	3.3	1,610万t	3.0	1,510万t	3.2
石炭	13,160万t	16.4	14,500万t	15.4	12,400万t	14.9
天然ガス	4,820万t	11.4	6,090万t	12.3	5,710万t	13.0
原子力	3,020億kWh	12.3	4,800億kWh	15.4	4,800億kWh	17.4
	4,250万kW		7,000～6,600万kW		7,000～6,600万kW	
水力	820億kWh	3.4	1,050億kWh	3.4	1,050億kWh	3.8
地熱	120万kl	0.2	380万kl	0.5	380万kl	0.6
新エネルギー	685万kl	1.1	940万kl	1.3	1,910万kl	3.1
合計	5.97億kl	100.0	6.93億kl	100.0	6.16億kl	100.0

- 注：1 原油換算は、9,250kcal/lによる。
- 2 新エネルギーの欄には、太陽エネルギー、廃棄物発電、黒液(バルブ廃液)等を含む。
- 3 水力の発電電力量は一般水力のものである。
- 4 LNGのトン換算は、0.712トン/klによる。
- 5 構成比は原油換算によるものであり、各種の合計は、四捨五入の関係で、100にならない場合がある。
- 6 経済情勢及びエネルギー情勢は、今後、流動的に推移するものと見込まれることから、本見通しにおける数値は、硬直的なものとしてではなく、幅を持って理解すべきであることに留意する必要がある。

(2) 日本エネルギー経済研究所による見通し

毎年、「エネルギー経済」の2月号に掲載されているエネ研の見通しであり、最新のものは99年2月号に掲載されている。99年度版における予測期間は2020年までとなっている。予測しているエネルギーの種類は多い。予測手法としては、定性的にエネルギー需給に関する規定要因をサーベイするとともに、計量モデルも用いている。その主要な結果は、以下の表10に示すとおりである。世界のエネルギー需給見通しについては2100年までの推計結果もあるが、2010年以降はシナリオ分析である。

表10 日本エネルギー経済研究所による見通し（最終エネルギー需要）

(単位:10<sup>11</sup>kcal=1,000TOE)

	1997年度		現状維持ケース					構造改革ケース					
	(実績)	1997/1990	2010年度		2020年度			2010年度		2020年度			
			(予測)	2010/1997	(予測)	2020/2010	2020/1997	(予測)	2010/1997	(予測)	2020/2010	2020/1997	
部門別内訳	産業部門	172,592 (47.1)	1.0	177,329 (43.7)	0.2	178,273 (43.1)	0.1	0.1	159,936 (41.6)	-0.6	167,538 (40.9)	0.5	-0.1
	民生部門	95,157 (26.0)	2.7	122,972 (30.3)	2.0	130,626 (31.5)	0.6	1.4	121,980 (31.7)	1.9	135,702 (33.1)	1.1	1.6
	家庭部門	50,952 (13.9)	2.5	62,701 (15.4)	1.6	64,865 (15.7)	0.3	1.1	63,141 (16.4)	1.7	66,649 (16.3)	0.5	1.2
	業務部門	44,205 (12.1)	3.0	60,271 (14.8)	2.4	65,761 (15.9)	0.9	1.7	58,839 (15.3)	2.2	69,053 (16.9)	1.6	2.0
	運輸部門	90,236 (24.6)	2.8	98,098 (24.1)	0.6	97,328 (23.5)	-0.1	0.3	94,855 (24.7)	0.4	98,466 (24.0)	0.4	0.4
	旅客	57,426 (15.7)	3.8	63,322 (15.6)	0.8	61,834 (14.9)	-0.2	0.3	62,551 (16.3)	0.7	64,379 (15.7)	0.3	0.5
	貨物	32,808 (9.0)	1.2	34,776 (8.6)	0.4	35,494 (8.6)	0.2	0.3	32,304 (8.4)	-0.1	34,087 (8.3)	0.5	0.2
	非エネルギー	8,149 (2.2)	-1.0	7,807 (1.9)	-0.3	7,839 (1.9)	0.0	-0.2	7,796 (2.0)	-0.3	8,044 (2.0)	0.3	-0.1
エネルギー源別内訳	石炭など	40,621 (11.1)	-0.4	37,601 (9.3)	-0.6	35,755 (8.6)	-0.5	-0.6	32,609 (8.5)	-1.7	31,711 (7.7)	-0.3	-1.1
	石油	220,334 (60.2)	1.7	230,903 (56.8)	0.4	226,658 (54.7)	-0.2	0.1	217,149 (56.5)	-0.1	218,978 (53.4)	0.1	0.0
	都市ガス	22,165 (6.1)	5.5	31,106 (7.7)	2.6	35,791 (8.6)	1.4	2.1	30,368 (7.9)	2.5	36,690 (9.0)	1.9	2.2
	電力	78,524 (21.4)	2.7	100,530 (24.7)	1.9	108,801 (26.3)	0.8	1.4	98,597 (25.6)	1.8	113,993 (27.8)	1.5	1.6
	新エネルギー	3,793 (1.0)	-1.9	5,330 (1.3)	2.7	6,262 (1.5)	1.6	2.2	5,108 (1.3)	2.3	7,567 (1.8)	4.0	3.0
	その他	695 (0.2)	-1.7	736 (0.2)	0.4	799 (0.2)	0.8	0.6	736 (0.2)	0.4	811 (0.2)	1.0	0.7
	合計	366,134 (100.0)	1.8	406,206 (100.0)	0.8	414,066 (100.0)	0.2	0.5	384,567 (100.0)	0.4	409,750 (100.0)	0.6	0.5

注:1.カッコ内は構成比(%)

- 2.「石炭など」にはコークス、コークス炉ガス、高炉ガス、練豆炭が含まれる。
- 3.「都市ガス」には、天然ガス自動車用燃料需要が含まれる。
- 4.「電力」のなかの「新エネ分」及び「コージェネ分」は新規導入分のみ計上している。
- 5.「新エネルギー」には黒液や太陽光、コージェネ及び燃料電池からの熱が含まれる。
- 6.「その他」には天然ガス、地熱が含まれる。

(出所)総合エネルギー統計など、見通しは(財)日本エネルギー経済研究所

表 11 日本エネルギー経済研究所による見通し（一次エネルギー総供給）

	単位	現状維持ケース							構造改革ケース				
		1997年度		2010年度		2020年度			2010年度		2020年度		
		(実績)	1997 /1990	(予測)	2010 /1997	(予測)	2020 /2010	2020 /1997	(予測)	2010 /1997	(予測)	2020 /2010	2020 /1997
石炭	100万t	137 (16.9)	2.5	154 (16.6)	0.9	154 (16.2)	0.0	0.5	143 (16.0)	0.3	147 (15.3)	0.3	0.3
石油	100万kl	324 (53.6)	0.8	336 (49.6)	0.3	331 (47.7)	-0.1	0.1	316 (48.7)	-0.2	320 (46.1)	0.1	0.0
天然ガス	億m <sup>3</sup>	659 (11.6)	3.9	865 (13.6)	2.1	943 (14.4)	0.9	1.6	867 (14.2)	2.1	1,062 (16.2)	2.1	2.1
水力	億kWh	931 (3.8)	0.3	1,123 (4.0)	1.4	1,134 (4.0)	0.1	0.9	1,123 (4.2)	1.4	1,291 (4.5)	1.4	1.4
原子力	万kW	4,508 (12.9)	5.2	5,740 (14.5)	1.9	6,478 (15.6)	1.2	1.6	5,740 (15.1)	1.9	6,478 (15.6)	1.2	1.6
地熱	万kl	119 (0.2)	14.3	132 (0.2)	0.8	156 (0.2)	1.7	1.2	132 (0.2)	0.8	157 (0.2)	1.8	1.2
新エネルギー	万kl	689 (1.1)	1.5	1,023 (1.5)	3.1	1,328 (1.9)	2.6	2.9	965 (1.5)	2.6	1,441 (2.1)	4.1	3.3
合計	100万kl	604 (100.0)	3.1	676 (100.0)	0.9	693 (100.0)	0.3	0.6	648 (100.0)	0.5	694 (100.0)	0.7	0.6
実質国内総支出 (1990年価格10億円)		479,835	1.4	564,865	1.3	601,950	0.6	1.0	548,693	1.0	668,671	2.0	1.5
GDP原単位 (1997年度=100)		100.0		95.1		91.5			93.8		82.5		
エネルギー/GDP弾性値			2.3		0.7		0.4	0.6		0.5		0.3	0.4
CO2排出量 (炭素換算100万t)		313	1.2	345	0.7	346	0.0	0.4	326	0.3	341	0.5	0.4
CO2排出量 (1990年度=100)		109		120		121			113		119		

(注)1. カッコ内は構成比(%)

2. 「新エネルギー」の内訳は太陽光や風力、黒液などである。

3. コークスの輸出分を掲載していないため、加算したものは合計に一致しない。

(出所)総合エネルギー統計など、見通しは(財)日本エネルギー経済研究所

### (3) 電力中央研究所による見通し

電力中央研究所によって行われている見通しであるが、必ずしも毎年行われているわけではなく、最新の見通しは、98年に行われている。また、エネルギー需給のみを目的としているわけではなく、マクロ経済・財政・産業構造・地域経済のそれぞれについて展望を行っている。また、若干古いが見通しは1984年には2030年までの超長期見通しが行われている。

98年の結果についてはシミュレーションケースとして、「基準ケース」と「財政拡大ケース」の2通りがあり、それぞれについての最終エネルギー需要・一次エネルギー総供給の見通しが2020年まで行われている。以下にその主要な結果を抜粋したものを示す。

表 12 電力中央研究所による見通し（基準ケース）

	単位	1995年度 (実績)	2000年度	2005年度	2010年度	年平均増加率			
						1995/00	2000/05	2005/10	1995/10
一次総供給 (原油換算) (対GDP弾性値)	10 <sup>10</sup> kcal 億kl	543.908 5.88	577.574 6.24	608.661 6.58	621.660 6.72	1.2% 0.81	1.1% 0.57	0.4% 0.26	0.9% 0.54
一次国内供給 (原油換算) (対GDP弾性値)	10 <sup>10</sup> kcal 億kl	520.808 5.63	549.809 5.94	578.744 6.26	592.896 6.41	1.1% 0.73	1.0% 0.55	0.5% 0.30	0.9% 0.53
石炭	10 <sup>10</sup> kcal	87.842	92.770	101.386	103.550	1.1%	1.8%	0.4%	1.1%
石油		282.543	291.253	289.372	270.700	0.6%	-0.1%	-1.3%	-0.3%
天然ガス		58.923	70.151	75.401	77.794	3.6%	1.5%	0.6%	1.9%
水力		188.888	19.063	20.953	23.316	0.2%	1.9%	2.2%	1.4%
原子力		65.532	69.455	83.485	107.918	1.2%	3.7%	5.3%	3.4%
地熱		922	1.429	2.613	4.125	9.2%	12.8%	9.6%	10.5%
新エネ等 (構成比)	%	6.159	5.687	5.535	5.495	-1.6%	-0.5%	-0.1%	-0.8%
石炭		16.9	16.9	17.5	17.5				
石油		54.3	53.0	50.0	45.7				
天然ガス		11.3	12.8	13.0	13.1				
水力		3.6	3.5	3.6	3.9				
原子力		12.6	12.6	14.4	18.2				
地熱		0.2	0.3	0.5	0.7				
新エネ等		1.2	1.0	1.0	0.9				
最終消費計	10 <sup>10</sup> kcal	358.700	375.462	390.729	394.915	0.9%	0.8%	0.2%	0.6%
産業部門		169.691	174.366	175.593	170.594	0.5%	0.1%	-0.6%	0.0%
業務部門		43.063	46.866	50.882	54.105	1.7%	1.7%	1.2%	1.5%
暖房用		11.749	12.003	11.696	10.902	0.4%	-0.5%	-1.4%	-0.5%
冷房用		2.981	3.130	2.971	2.763	1.0%	-1.0%	-1.4%	-0.5%
給湯用		10.620	10.803	11.166	11.198	0.3%	0.7%	0.1%	0.4%
厨房用		2.087	2.439	2.815	3.197	3.2%	2.9%	2.6%	2.9%
動力・その他用		15.810	18.492	22.233	26.045	3.2%	3.8%	3.2%	3.4%
家庭部門		51.170	54.993	58.855	60.789	1.5%	1.4%	0.6%	1.2%
暖房用		13.621	13.664	13.982	14.014	0.1%	0.5%	0.0%	0.2%
冷房用		1.417	1.393	1.715	2.025	-0.3%	4.2%	3.4%	2.4%
給湯用		16.359	17.912	19.264	20.235	1.8%	1.5%	1.0%	1.4%
厨房用		3.928	3.963	4.074	4.102	0.2%	0.5%	0.1%	0.3%
動力・その他用		15.798	18.060	19.821	20.414	2.7%	1.9%	0.6%	1.7%
運輸部門		86.639	90.883	96.473	100.353	1.0%	1.2%	0.8%	1.0%
非エネルギー消費 (構成比)	%	8.137	8.590	8.926	9.075	1.1%	0.8%	0.3%	0.7%
産業部門		47.3	46.4	44.9	43.2				
業務部門		12.0	12.5	13.0	13.7				
家庭部門		14.3	14.6	15.1	15.4				
運輸部門		24.2	24.2	24.7	25.4				
非エネルギー消費		2.3	2.3	2.3	2.3				

表 13 電力中央研究所による見通し（財政拡大ケース）

	単位	1995年度 (実績)	2000年度	2005年度	2010年度	年平均増加率			年平均増加率		
						1995/00	2000/05	2005/10	1995/10	2000年度	2010年度
-一次供給 (原油換算) (対GDP弾性値)	10 <sup>10</sup> kcal 億kl	543,908 5.88	595,884 6.44	642,001 6.94	671,573 7.26	1.8%	1.5%	0.9%	1.4%	3.2%	8.0%
-二次国内供給 (原油換算) (対GDP弾性値)	10 <sup>10</sup> kcal 億kl	520,808 5.63	568,175 6.14	612,124 6.62	642,557 6.95	0.71	0.58	0.38	0.56	3.3%	8.4%
石炭	10 <sup>10</sup> kcal	87,842	95,790	105,745	108,620	1.7%	2.0%	0.5%	1.4%	3.3%	4.9%
石油		282,543	304,518	314,156	308,884	1.5%	0.6%	-0.3%	0.6%	4.6%	14.1%
天然ガス		58,923	72,110	79,366	83,691	4.1%	1.9%	1.1%	2.4%	2.8%	7.6%
水力		188,888	19,063	20,953	23,316	0.2%	1.9%	2.2%	1.4%	0.0%	0.0%
原子力		65,532	69,455	83,485	107,918	1.2%	3.7%	5.3%	3.4%	0.0%	0.0%
地熱		922	1,461	2,722	4,369	9.6%	13.3%	9.9%	10.9%	2.2%	5.9%
新エネ等 (構成比)		6.159	5.779	5.697	5.760	-1.3%	-0.3%	0.2%	-0.4%	1.6%	4.8%
石炭	%	16.9	16.9	17.3	16.9						
石油		54.3	53.6	51.3	48.1						
天然ガス		11.3	12.7	13.0	13.0						
水力		3.6	3.4	3.4	3.6						
原子力		12.6	12.2	13.6	16.8						
地熱		0.2	0.3	0.4	0.7						
新エネ等		1.2	1.0	0.9	0.9						
最終消費計	10 <sup>10</sup> kcal	358,700	388,900	415,365	431,953	1.6%	1.3%	0.8%	1.2%	3.6%	9.4%
産業部門		169,691	179,906	183,677	181,228	1.2%	0.4%	-0.3%	0.4%	3.2%	6.2%
業務部門		43,063	47,721	52,841	57,496	2.1%	2.1%	1.7%	1.9%	1.8%	6.3%
暖房用		11,749	12,054	11,777	11,016	0.5%	-0.5%	-1.3%	-0.4%	0.4%	1.0%
冷房用		2,981	3,165	3,011	2,795	1.2%	-1.0%	-1.5%	-0.4%	1.1%	1.1%
給湯用		10,620	10,923	11,469	11,714	0.6%	1.0%	0.4%	0.7%	1.1%	4.6%
厨房用		2,087	2,472	2,925	3,417	3.4%	3.4%	3.2%	3.3%	1.4%	6.9%
動力-その他用		15,810	19,107	23,659	28,555	3.9%	4.4%	3.8%	4.0%	3.3%	9.6%
家庭部門		51,170	55,471	60,342	62,931	1.6%	1.7%	0.8%	1.4%	0.9%	3.5%
暖房用		13,621	13,664	14,443	14,685	0.1%	1.1%	0.3%	0.5%	0.0%	4.8%
冷房用		1,417	1,402	1,545	1,610	-0.2%	2.0%	0.8%	0.9%	0.6%	-20.5%
給湯用		16,359	18,074	19,793	21,203	2.0%	1.8%	1.4%	1.7%	0.9%	4.8%
厨房用		3,928	3,949	4,025	4,011	0.1%	0.4%	-0.1%	0.1%	-0.4%	-2.2%
動力-その他用		15,798	18,382	20,536	21,423	3.1%	2.2%	0.8%	2.1%	1.8%	4.9%
運輸部門		86,639	96,868	109,118	120,573	2.3%	2.4%	2.0%	2.2%	6.6%	20.1%
非エネルギー消費 (構成比)		8,137	8,940	9,387	9,725	1.9%	1.0%	0.7%	1.2%	4.1%	7.2%
産業部門	%	47.3	46.3	44.2	42.0						
業務部門		12.0	12.3	12.7	13.3						
家庭部門		14.3	14.3	14.5	14.6						
運輸部門		24.2	24.9	26.3	27.9						
非エネルギー消費		2.3	2.3	2.3	2.3						

## 1.2.2 主要機関によるシナリオの比較検討

### (1) 「総合エネルギー調査会」と「日本エネルギー経済研究所」の見通しの比較

ここでは、日本における代表的な長期エネルギー需給見通しである「総合エネルギー調査会」見通しと「日本エネルギー経済研究所」見通しを比較する。両者は微妙に異なっており、全体的に見るとエネ研見通しの方が若干低い見通しとなっている。また、各部門ごとの最終エネルギー消費見通しは各資料の間で以下のように異なる。

#### <産業部門>

総合エネルギー調査会の見通しによると、「基準ケース」において1996年から2010年にわたる平均消費伸び率として0.6%としているのに対し、日本エネルギー経済研究所での現状維持ケースでは、0.2%とかなり低くなっている。

これは日本エネルギー経済研究所での経済モデルにおいて、産業構造が徐々に軽薄短小型にシフトしていくとの予測がされたためであると考えられる。資源エネルギー庁の「対策ケース」と日本エネルギー研究所の「構造改革ケース」の比較は、どちらも対策により大幅に省エネルギーを実現できることを示しておりそれぞれ-0.1%、-0.5%となっている。

#### <民生部門>

総合エネルギー調査会の「基準ケース」と日本エネルギー経済研究所での「現状維持ケース」との比較は、それぞれ1.8%、2.0%とほぼ似た予測を示している。一方、「対策ケース」と「構造改革ケース」の比較は、「対策ケース」の方が0.8%であるのに対し、「構造改革ケース」の方は1.9%とそれほど成果をあげていない。

この違いは、総合エネルギー調査会のモデルでは、すぐにでも効率改善を推進していくとの強気な考えに対し、エネ研の方では、効率改善は進展するものの、経済成長が回復する2010年以降に新規機器保有などが高まると考えているためと考えられる。

#### <運輸部門>

総合エネルギー調査会による「基準ケース」においては、1.1%としているのに対し、日本エネルギー経済研究所での「現状維持ケース」では、0.6%とかなり低い。この差についてはよくわからない。また、「対策ケース」と「構造改革ケース」の比較は、「対策ケース」の方が0.1%とかなり成果をあげているのに対し、「構造改革ケース」の方は0.4%とそれほど成果をあげていない。

この違いはシナリオ自体に若干差があり、総合エネルギー調査会のモデルでは、対策により改善できる点に着目しているのに対し、エネ研の方では、構造改革により所得および余暇時間の増加などの理由から、自家用乗用車を中心とした輸送量が増加するとしているためと考えられる。

## (2) 他の主要データ間の比較

以下において日本におけるエネルギー需給データを比較した一覧を示す。各種の想定事項の違いなどから単純な比較は難しいものの、おおむね以下の順で高い伸びを見込んでいるといえる。

- ・総合エネルギー調査会
- ・電力中央研究所
- ・日本エネルギー経済研究所

表 14 主要なエネルギー需給データ間の比較

機関	年	地域	ケース	単位	一次エネルギー総供給					
					2000年	2010年	2020年	2030年	2050年	2100年
総合エネルギー調査会	98年	日本	基準ケース	原油換算百万kl	-	693	-	-	-	-
			対策ケース	原油換算百万kl	-	616	-	-	-	-
	96年	日本	省エネ・新エネ現行施策推進シナリオ	原油換算億kl	6.2	7.1	7.7	8.2	-	-
			省エネ・新エネ施策拡大強化シナリオ	原油換算億kl	5.9	6.6	7.1	7.5	-	-
日本エネルギー経済研究所	96年	世界	原単位改善ケース	10億トン(石油換算)	-	10	13	19	31	39
	98年	日本	現状維持ケース	100万kl	-	676	693	-	-	-
			構造改革ケース	100万kl	-	648	694	-	-	-
日本原子力研究所	99年	日本	基本ケースA1	EJ/年	-	23	-	27	30	-
電力中央研究所	84年	日本	標準ケース	億kl	5.24	-	-	6.94	-	-
	98年	日本	基準ケース	10 <sup>10</sup> kcal	577.574	621.660	-	-	-	-
				億kl	6.24	6.72	-	-	-	-
			財政拡大ケース	10 <sup>10</sup> kcal	595.884	671.573	-	-	-	-
億kl	6.44	7.26	-	-	-	-				

機関	年	地域	ケース	同上 伸び率					
				2001/2010	2010/2020	2000/2020	2000/2030	2000/2050	2005/2010
総合エネルギー調査会	98年	日本	基準ケース	-	-	-	-	-	-
			対策ケース	-	-	-	-	-	-
	96年	日本	省エネ・新エネ現行施策推進シナリオ	-	-	-	1.0%	-	-
			省エネ・新エネ施策拡大強化シナリオ	-	-	-	0.7%	-	-
日本エネルギー経済研究所	96年	世界	原単位改善ケース	-	-	-	-	-	-
	98年	日本	現状維持ケース	0.9%	0.3%	0.6%	-	-	-
			構造改革ケース	0.5%	0.7%	0.6%	-	-	-
日本原子力研究所	99年	日本	基本ケースA1	-	-	-	-	-	-
電力中央研究所	84年	日本	標準ケース	-	-	-	0.9%	-	-
	98年	日本	基準ケース	-	-	-	-	1.1%	0.4%
			財政拡大ケース	-	-	-	-	1.5%	1.0%

### 1.2.3 その他機関による予測の概要

上記4機関以外によるエネルギー需給見通しについて、その概要を以下にまとめる。

機関名	予測期間	備考
世界エネルギー会議見通し	～2100年	98年の世界エネルギー会議におけるエネルギー需給見通し。IIASAとの共同研究の成果
World Energy Outlook	～2020年	IEA/OECDによるエネルギー需給見通し
International Energy Outlook 99	～2020年	DOE/USEによる世界各地のエネルギー需給見通し
IPCC Emission Scenario Data	～2100年	IPCCで検討されたモデルにおいて用いられているシナリオ。
温暖化防止のための日本のエネルギー供給シナリオ	～2100年	「環境展望 99」に掲載されている反原発を意識したエネルギー供給シナリオ。
エネルギー総合工学研究所	～2050年	1993年に「21世紀の技術とエネルギー委員会」を組織し、「2050年への挑戦」として出版
日本電力調査委員会	～2008年	99年4月に出されたエネルギー需給見通し。電力会社の需給計画に採用されている。
電気事業審議会	～2010年	需給部会で98年に出された中間報告

## (1) 世界エネルギー会議による見通し

98年にヒューストンで開かれた世界エネルギー会議において示された見通しであり、想定された経済・社会シナリオごとに、2100年までのエネルギー需給見通しが示されている。しかし、日本については、太平洋 OECD としてオーストラリア、ニュージーランドとの合計値が示されている。

なお、これは IIASA（国際応用システム解析研究所：オーストリア）と WEC（世界エネルギー会議）のジョイントプロジェクトとして行われた成果として「Global Energy Perspective」としてまとめられており、インターネットホームページ上でもデータベースとして提供されている。これにより、各地域ごとの2100年までのデータが提供されている。また、検索した結果はダウンロードできるようになっている。サンプルとして太平洋 OECD 地域のエネルギー需給データをダウンロードした結果を図 4、表 17に示す。

<参考：データベース提供ホームページ>

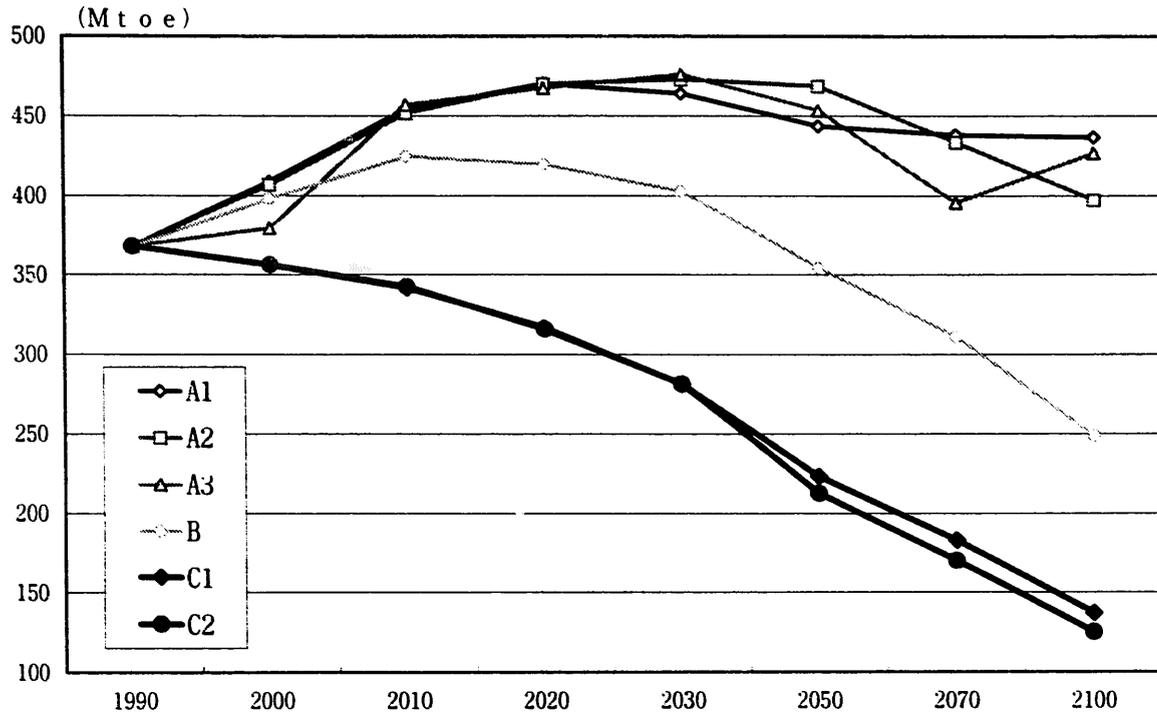
ホームページアドレス「[http://www.iiasa.ac.at/cgi-bin/ecs/book\\_dyn/bookcnt.py](http://www.iiasa.ac.at/cgi-bin/ecs/book_dyn/bookcnt.py)」

（又は、IIASA ホームページ上の検索機能を用いて「Global Energy Perspective」を検索）

表 15 IIASA/WEC DataBase の主要な検索内容

項目名	データベース内容
INTRODUCTION	調査結果のサマライズもある。
DEFINITIONS	地域、シナリオ、一次エネルギー、最終エネルギー、などについての定義を示している。
PARAMETERS	GDP、PPP、人口、などについての地域・シナリオごとのデータを取り出すことができる。
PRIMARY ENERGY	一次エネルギーについての燃料・地域・シナリオ別のデータを取り出すことができる。
ELECTRICITY PRODUCTION	発電量についての燃料・地域・シナリオ別のデータを取り出すことができる。
FINAL ENERGY	最終エネルギー消費について、燃料・地域・シナリオ・セクター別のデータを取り出すことができる。
EMISSIONS	CO <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> について燃料、地域別のデータを取り出すことができる。
User Defined Query	ユーザー側で、適当に条件を組み合わせて、それに見合ったデータを引き出すことができる。

図 4 太平洋 OECD 地域におけるエネルギー需給 (Final Energy Consumption)



(備考) 各シナリオの定義については以下を参照

表 16 シナリオの定義

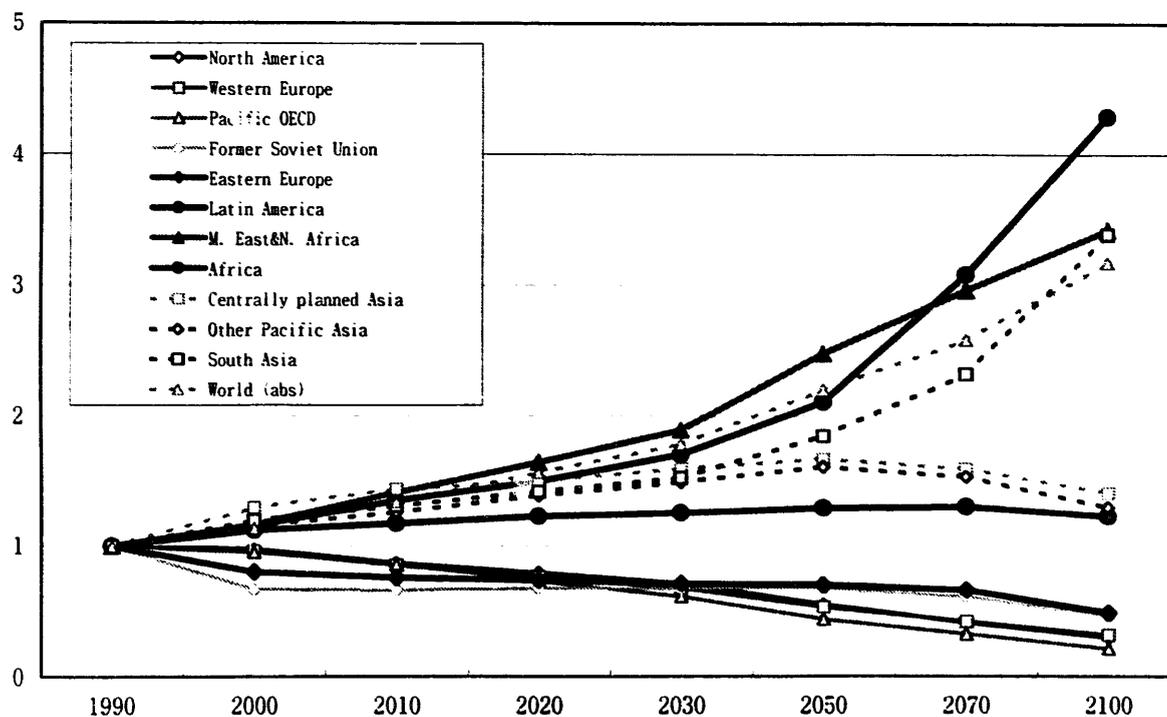
シナリオ	Definition
B	Middle Course
A1	High growth, Ample oil and gas
A2	High growth, Return to coal
A3	High growth, Fossil phaseout
C1	Ecologically driven, New renewables with nuclear phaseout
C2	Ecologically driven, Renewables and new nuclear

表 17 各地域別の Final energy consumption: Total

	1990	2000	2010	2020	2030	2050	2070	2100
North America	23.2	22.58	20.15	18.4	16.57	12.74	9.65	6.95
Western Europe	15.76	15.12	13.44	12.04	10.66	8.37	6.65	5.01
Pacific OECD	5.71	5.43	4.91	4.17	3.5	2.5	1.87	1.21
Former Soviet Union	15.09	10.05	10.01	10.22	10.17	10.24	9.25	7.08
Eastern Europe	3.51	2.81	2.66	2.59	2.5	2.46	2.33	1.71
Latin America	7.11	7.98	8.34	8.71	8.9	9.16	9.25	8.7
M. East&N. Africa	3.69	4.29	5.2	6.06	6.98	9.13	10.92	12.63
Africa	3.44	3.97	4.64	5.14	5.85	7.24	10.59	14.76
Centrally planned Asia	11.64	15.05	16.72	17.46	18.53	19.4	18.53	16.34
Other Pacific Asia	5.32	6.12	6.7	7.37	7.93	8.55	8.14	6.87
South Asia	5.53	6.61	7.23	7.83	8.42	10.2	12.82	18.74
World (abs)	6449.9	7324.4	8642.1	10069.05	11489.53	14175.82	16638.36	20463.35

(備考) 単位：Mtoe、各地域別にBシナリオについて示したものを。

図 5 各地域別の Final energy consumption: Total (指数化)



(備考) 上記表を 1990 年を 1 として指数化したもの

## (2) World Energy Outlook

OECD/IEA による見通しであり、最新のものは 1998 年度版であり、2020 年までのエネルギー需給見通しを示している。他の見通しと同様に、将来におけるエネルギー需給を経済および人口に関連させて分析を行っている。

低価格、高需要という状況が 2010 年まで続くとは考えにくいという前提の下、「供給能力制約ケース」と「エネルギー節約ケース」の二つのケースについて検証を行っている。「供給能力制約ケース」とは、エネルギー効率などが過去の行動形式に従う程度にしか改善されず、エネルギー需要拡大ペースは価格の上昇から抑制され、安定すると想定したもの。一方、「エネルギー節約ケース」とは、エネルギー効率の改善が過去の行動様式から考えられるものよりも大きいと想定し、エネルギー需要の増加を効率改善により補うものである。従ってエネルギー価格の上昇の圧力は生じない。

## (3) International Energy Outlook

米国のエネルギー省 (DOE) による見通しであり、最新のものは 99 年版であり 2020 年までの見通しとなっている。また、IEA や DRI のデータとの比較ができるようにされたデータも整備されている。表 18 に、IEO による見通しの概要を示し、表 19 に他データとの比較一覧も示す。

表 18 Total Energy Consumption & GDP

(Quadrillion Btu)

Total Energy Consumption	1996	2000	2005	2010	2015	2020	1996/2020
Reference Case	21.4	20.4	23.3	24.4	25.6	26.7	0.9
High Economic Growth	21.4	21	25.5	27.1	29.0	30.8	1.5
Low Economic Growth	21.4	19.8	21.4	21.9	22.6	23.3	0.3

(Billion 1997 Dollars)

GDP	1996	2000	2005	2010	2015	2020	1996/2020
Reference Case	4158	3896	4358	4938	5576	6297	1.7
High Economic Growth	4158	4057	4764	5667	6718	7963	2.7
Low Economic Growth	4158	3740	3983	4297	4621	4968	0.7

表 19 他統計との比較 (米国エネルギー省による比較)

○各地域による経済成長率の比較 (平均成長率)

Region	1995-2020						1997-2010 <sup>c</sup>	1995-2010
	IEO99			IEO98	IEA	DRI	PEL <sup>b,c</sup>	PIRA <sup>b</sup>
	Low Growth	Reference	High Growth					
Industrialized Countries	1.3	2.3	3.2	2.3	-	2.3	-	2.4
North America	1.4	2.4	3.3	2.1	2.1	2.4	2.7	2.6
Western Europe	1.4	2.4	3.4	2.4	2.0	2.4	2.5	2.5
Pacific	0.9	1.9	2.9	2.3	1.8	1.9	1.7	1.4
EE/FSU	1.4	2.9	5.7	3.7	3.3	3.5	-	3.3
Former Soviet Union	0.5	2.0	4.8	3.6	-	3.1	1.4	-
Eastern Europe	2.7	4.1	7.0	4.4	-	4.1	3.2	-
Developing Countries	3.1	4.8	6.3	5.2	-	4.8	-	4.7
Asia	3.3	5.3	6.8	6.2	-	5.3	-	5.1
China	3.8	6.7	8.1	7.9	5.5	6.7	7.8	6.1
Other Asia <sup>d</sup>	3.1	4.6	6.0	5.2	4.2-4.5	4.6	4.3	3.9
Middle East	2.6	4.1	5.5	3.8	2.7	4.1	3.6	3.6
Africa	2.1	3.6	5.0	4.1	2.5	3.6	2.6	3.5
Central and South America	2.9	4.3	5.7	4.3	3.3	4.3	3.3	3.7
Total World	1.7	2.9	4.0	3.1	3.1	2.9	2.9	3.5

- (備考) a) PEL growth rates are for the period 1997-2010, except for Africa, which is 1998-2005.  
b) Industrialized Pacific region includes only Japan.  
c) North America includes only the United States.  
d) Other Asia includes India and South Korea.

○各地域によるエネルギー消費成長率の比較 (平均成長率)

Region	1995-2020						1995-2015	1995-2010
	IEO99			IEO98	IEA	DRI <sup>a</sup>	PEL	PIRA <sup>a</sup>
	Low Growth	Reference	High Growth					
Industrialized Countries	0.8	1.2	1.6	1.2	1.0	1.2	1.0	1.1
North America	0.9	1.3	1.6	1.2	0.7	1.2	1.1	1.2
Western Europe	0.7	1.1	1.5	1.2	1.3	1.2	0.9	1.1
Pacific	0.5	1.0	1.6	1.3	1.0	1.2	0.8	0.7
EE/FSU	0.5	1.1	2.4	1.7	1.7	1.2	0.4	0.6
Former Soviet Union	0.2	0.9	2.2	1.6	-	-	0.0	-
Eastern Europe	1.1	1.7	2.8	1.8	-	-	1.5	-
Developing Countries	2.2	3.6	4.7	3.8	3.4	3.1	3.8	4.1
Asia	2.2	3.7	4.7	4.2	3.7	3.2	4.1	3.9
China	2.2	4.1	5.0	4.5	3.5	3.5	4.2	4.4
Other Asia <sup>b</sup>	2.2	3.3	4.3	3.8	4.0	3.0	4.1	4.4
Middle East	1.9	3.0	4.2	2.5	2.6	3.2	3.2	3.4
Africa	1.3	2.3	3.2	2.5	2.6	2.5	2.6	3.3
Central and South America	2.7	4.3	5.8	3.8	2.9	3.1	3.6	3.6
Total World	1.2	2.1	2.9	2.3	2.0	2.0	2.0	2.2

- (備考) a) Industrialized Pacific region includes only Japan.  
b) Other Asia includes India and South Korea.

- (出典) ・ IEO99 : EIA, World Energy Projection System 1999  
・ IEO98 : EIA, International Energy Outlook 1998  
・ IEA: International Energy Agency, World Energy Outlook 1998  
・ DRI : Standard & Poor's DRI, World Economic Outlook World Energy Service: World Outlook  
・ PEL: Petroleum Economics, Ltd., Oil and Energy Outlook to 2015  
・ PIRA: PIRA Energy Group, Retainer Client Seminar

#### (4) IPCCにおけるシナリオ

IPCCで温暖化ガスの排出シナリオを作成する際に、その前提となっているエネルギー需給シナリオがある。しかしながら、これも世界全体、すなわち地球規模として考えており、日本におけるエネルギー需給の見通し（もしくはシナリオ）を示しているわけではない。IPCCでは94年に6つの主要な温暖化ガス排出シナリオ（IS92シナリオ）を示した（→P.18参照）。その際に基となったエネルギー消費シナリオは図6に示すとおりである。

IPCCシナリオの特徴としては、上限値と下限値の値の差が非常に大きいことが上げられる。また、そのエネルギーシナリオがおおむね経済成長率シナリオとほぼ連動しており、経済成長率とエネルギーシナリオが密接に関連している。すなわち、エネルギーシナリオは、外生的に与えられる経済成長シナリオによって多くが決められることとなる。

他にも IPCC で検討されたモデルに関するデータは、インターネット上でデータベースとして公開されている。具体的には、

「 <http://www.cger.nies.go.jp/cger-e.db.IPCC.html> 」

でマイクロソフトアクセスのデータベースファイルとしてダウンロード可能である。

これらのデータベースの元データは主として

- ・ IPCC、「Climate Change 1994」、IPCC Supplement Report
- ・ The International Energy Workshop Poll
- ・ Energy Modeling Forum (EMF-14 comparison studies) Data
- ・ Other Individuals Emission Scenarios

などから収集されたものであり、合計で176ソースによる400シナリオを超えるものであるが、これらのうち日本について扱っていたものは表20に示すとおりである。

また、これらのうち日本についてのエネルギー消費“Total primary energy consumption”が示されていたものを図7に示した。これらは基準シナリオと考えられるものをプロットしたもののだが、シナリオによる差が大きい。また、GDPがおおむね直線的な伸び方を示していたのに対していくぶん伸びが弱い。これは、GDPシナリオにいくらかの省エネ度合いを掛け合わせてエネルギーシナリオを求めたためであると考えられる。

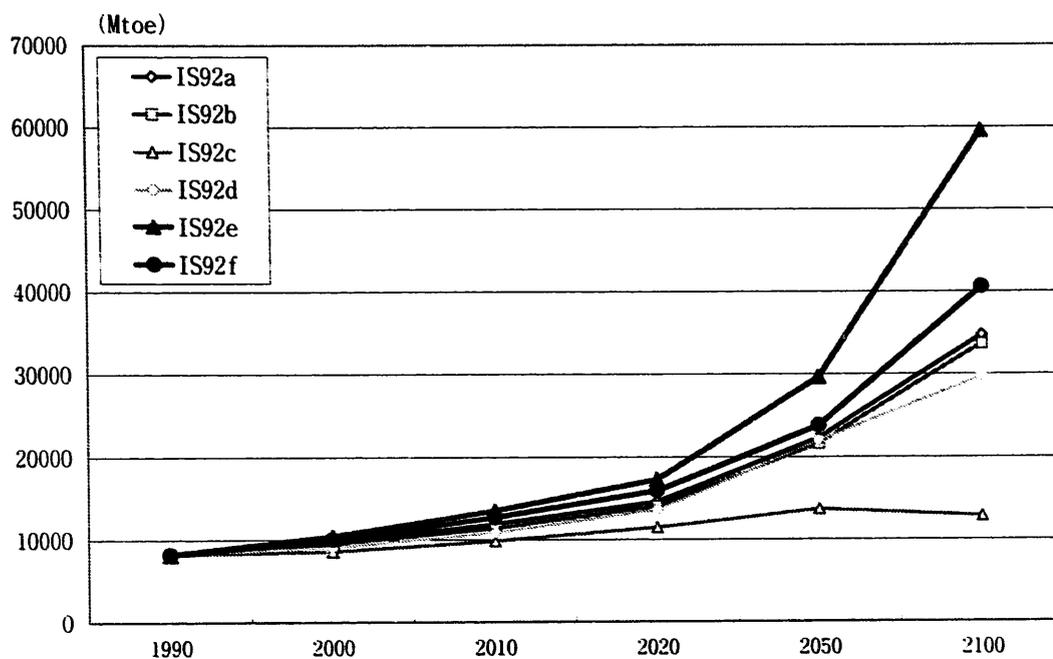
表 20 IPCC Emission Scenario で日本を含んでいるモデル

SourceID	Authors	Reference
AIM/JAPAN97 (※)	Matsuoka et al.	Projections of carbon dioxide emission and its reduction in Japan, NIES report, 1997.
EIA94	EIA/U.S. DOE	International Energy Outlook, 1994.
EIA96	EIA/U.S. DOE	International Energy Outlook, 1996 (May 1996)
GOTO(※)	Noriyuki Goto	Projections of carbon dioxide emission and its reduction in Japan, NIES report, 1997.
GREEN	GREEN	submitted to CHALLENGE, July 1993.
IEA&ETSAP/JPN (※)	JAERI, IEA-ETSAP/Annex IV	Submitted to CHALLENGE, November 1992
IIASA/GECCP	IIASA	Yuri Sinyak, January 1992.
IMAGE2.1	RIVM	I. Alcamo, J., G.J.J. Kreileman, J.C. Bollen, G.J. van den Born, R. Gerlagh, M.S. Krol, A.M.C. Toet and H.J.M. de Vries, 1996. " Baseline scenarios of global environmental change." Global Environmental Change. 6(4):261-303.
LYNCH	Center for International Studies, MIT, MOE	Submitted to the IEW, January 1994.
MANNE	Alan S. Manne	Alan S. Manne, "International Trade – the Impact of Unilateral Carbon Emission Limits", July 1993.
MARIA95(※)	Mori Shunsuke	Mori, S., Long-term interactions among economy, environment, energy, and land-use changes - An extension of MARIA Model, Technical Report IA-TR-95-04, Science University of Tokyo, Japan
MERGE3.0	A.S.ManNEAnd R.G. Richels	A.S.ManNEAnd R.G. Richels, MERGE 3, preliminary reference case results, January 1997.
MINICAM97	Edmonds et al.	-
NWEAR21/IEW95(※)	Yasumasa Fujii et al	Yasumasa Fujii et al., "Global Energy System and CO2 Emissions Control Policies", June 1993 (revised March 1994).
NWEAR21/IEW97(※)	Yasumasa Fujii et al	Yasumasa Fujii et al., "Global Energy System and CO2 Emissions Control Policies", June 1993 (revised March 1994).
SGM97	Jay Edmonds, Ronald D Sands	-

(備考) 1. IPCC Emission Scenario Database より「Region」として「Japan」を含むものを抜粋。

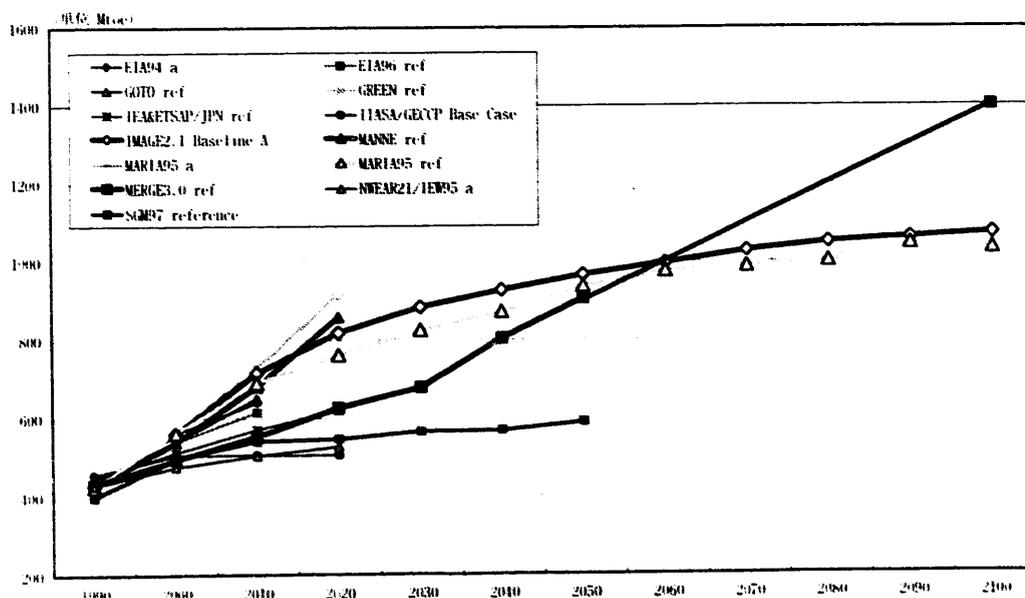
2. ※は日本人によるもの。なお、東京大学の山地教授によるシミュレーションはNEW-EARTH21によって行われている。

図 6 IS92 シナリオにおけるエネルギー消費シナリオ



(備考) 世界の Total primary energy consumption をシナリオ別に示したもの

図 7 IPCC Database によるエネルギー消費シナリオ (日本)

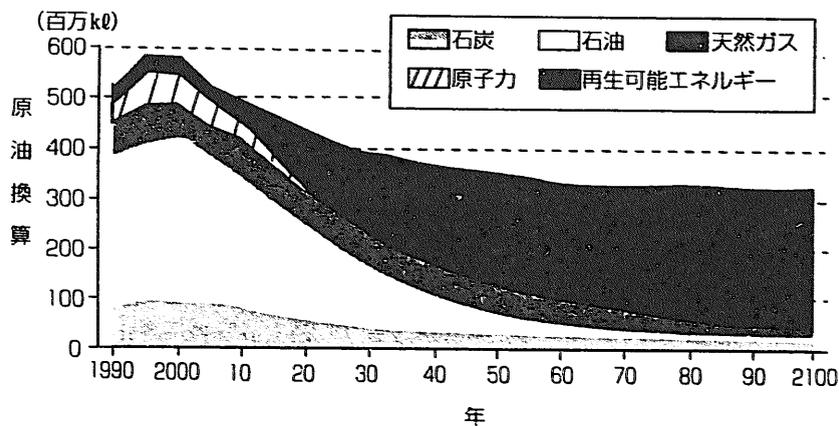


(備考) "Total primary energy consumption" を各モデルの基準シナリオについて示したもの

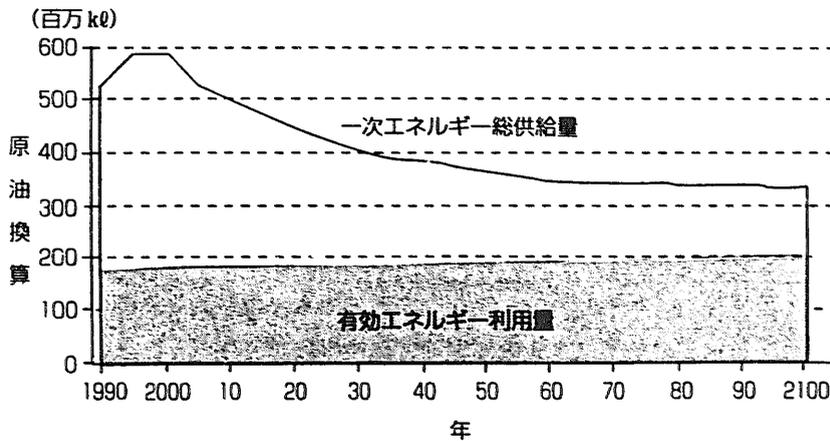
(5) 「温暖化防止のための日本のエネルギー供給シナリオ」

和田武教授（立命館大学）によるシナリオであり、原子力発電を徐々に無くして太陽光・風力・バイオマスなどのような再生可能エネルギーでカバーすることを前提としたエネルギー供給シナリオとなっている。2020年時点で原子力がフェイズアウトしたり、新エネルギーの伸び率が7%となっているなど、非現実的な感はあるが反原発派の意見として示す。その主な概要は以下の通りである。

図 8 再生可能エネルギーを重視したエネルギー供給シナリオ



■図 4-2 日本の一次エネルギー総供給シナリオ  
 \*シナリオの設定条件：2000年度は1997年と同じとし、2000年以降の一次エネルギーの年間変動率を以下のとおりとする。このシナリオで図 4-1 のCO<sub>2</sub>排出削減シナリオを達成できる。  
 ○石炭：2000-70年：-4%，2070年以降：-3%  
 ○石油：2000-10年：-2%，2010-20年：-3%，2020-50年：-3.5%，2050-80年：-4%，2080年以降-4.5%  
 ○天然ガス：2025年まで+0.5%，2025-30年：一定，2030年以降：-1%  
 ○原子力：新設なし、運転後30年経過の原発は廃棄。  
 ○再生可能エネルギー：2000-2020年：+7%，2020-30年：+5%，2030-40年：+2%，2040-50年：+1%，2050-70年：+0.5%，2070-90年：+0.3%，2090-2100年：+0.2%



■図 4-3 日本のエネルギーの総供給量と有効利用量のシナリオ  
 \*シナリオの設定条件：  
 ○一次エネルギー総供給量：図 4-2 と同様。  
 ○エネルギーの有効利用率：1990-2000年：33%，2000年以降の年上昇率を2000-30年：0.5%，2030-60年：0.3%，2060-2100年：0.1%とする。2100年の有効利用率は61%となり、有効利用量は1990年比で17%増となる。

## 1.3 新エネルギー導入限界量

### 1.3.1 導入目標と導入可能量

資源エネルギー庁では、新エネルギーを「再生可能エネルギー、リサイクル型エネルギー、従来型エネルギーの新利用形態等、経済性の面における制約から十分に普及していないものの、その導入を図ることが、我が国石油代替エネルギーの導入拡大のために必要なもの」と定義し、2010年までの導入目標値が閣議決定された（平成10年）。「新エネルギー便覧」に、その概要が示されている。また、環境庁では、太陽光、風力、廃棄物、下水汚泥、燃料電池による発電可能量を、それぞれ制約条件をおいて算出している（「地球温暖化対策ハンドブック」）。その他、エネルギー総合推進委員会では、新エネルギーが一時エネルギー・最終エネルギーに占めるシェアを、政策支援の程度によって場合分けをした上で試算している。図9は、環境庁による2010年における新エネルギー導入可能量試算結果および閣議決定された導入目標値である。導入可能量試算の前提条件は表21に示すとおりである。図10は、新エネルギー導入可能量を発電電力量で示したものである。ポテンシャルとしては太陽光発電が最も大きく、平成10年度全国需要電力量の20%程度であることが示されているが、導入コストを考慮しない試算結果である点に注意が必要である。

表 21 各エネルギーについての制約条件

エネルギー	制約条件
太陽光	既存住宅は2010年までに5割が設置。新築住宅は100%設置。
風力	風速6m以上が得られる地点のみ。
廃棄物	現在の廃棄物処理場に、全て設置した場合。
燃料電池	総合エネルギー調査会による導入推計量に基づく。

図 9 2010年における新エネルギー導入可能量、および目標量

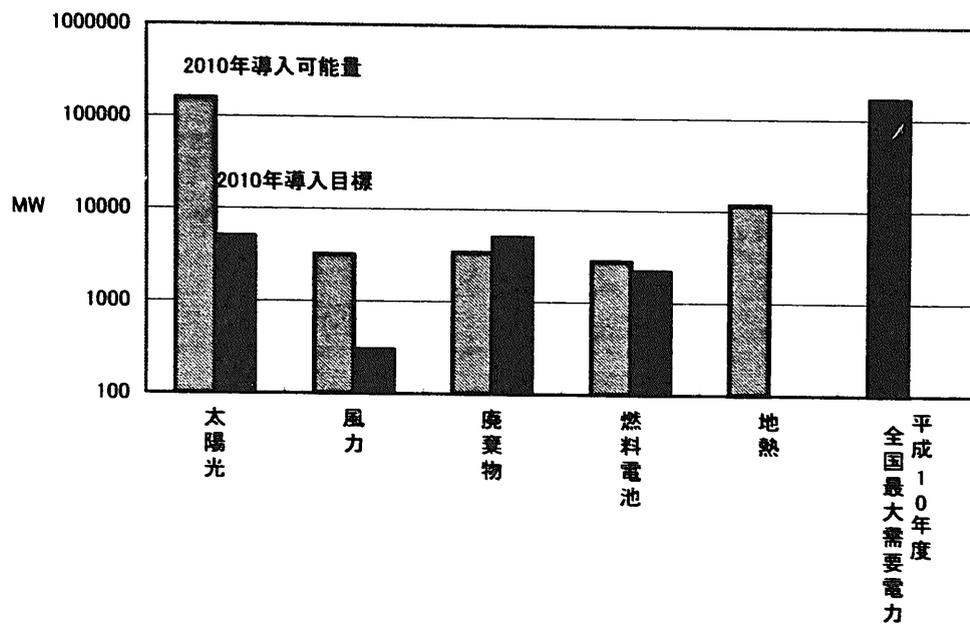
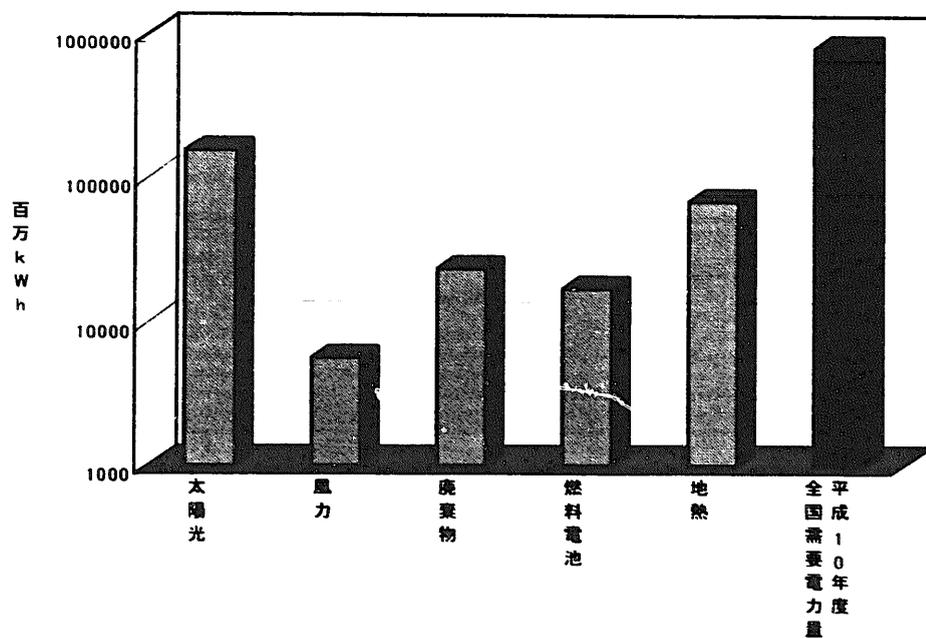


図 10 2010年における新エネルギー導入可能量（発電電力量ベース）



### 1.3.2 各機関による試算の概要

新エネルギー導入に関する各機関の試算について、その概要を個々にまとめる。

#### 新エネルギー導入限界量についての関連資料

	機関（または著者）	資料名	扱っている新エネルギー
1	資源エネルギー庁	新エネルギー便覧 （平成10年版）	太陽光、風力、廃棄物、温度差、黒液・ 廃材、コージェネ、燃料電池
2	環境庁	地球温暖化防止対策ハンド ブック	太陽光、風力、廃棄物、下水汚泥ガス、 燃料電池
3	エネルギー総合推進委員会	新エネルギーの将来コスト と導入量の見通し	太陽光、燃料電池、風力、地熱
4	和田武（立命館大学教授）	「環境展望」 温暖化防止のための日本の エネルギー供給シナリオ	太陽光、風力、水力、地熱、海洋エネ ルギー、バイオマス、環境熱、廃棄物
5	通産省	新エネルギー導入効果分析 調査報告書	太陽光、風力、地熱、廃棄物

## (1) 新エネルギー便覧

「新エネルギー便覧」によると、「総合エネルギー調査会」におけるエネルギー需給見通しにおける新エネルギーの供給見通しは以下のようになっている。このうち、「対策ケース」に相当するものが平成 10 年に閣議決定され、2010 年における導入目標となっている。

表 22 新エネルギー供給見通し

### <新エネルギー>

	1990 年	1996 年	2010 年	
			基準ケース	対策ケース
太陽光発電	0.9 万 kW (0.2 万 kl)	5.5 万 kW (1.4 万 kl)	23 万 kW (6 万 kl)	500 万 kW (122 万 kl)
太陽熱利用	126 万 kl	104 万 kl	109 万 kl	450 万 kl
風力発電	0.3 万 kW (0.1 万 kl)	1.4 万 kW (0.6 万 kl)	4 万 kW (2 万 kl)	30 万 kW (12 万 kl)
廃棄物発電	48 万 kW (44 万 kl)	89 万 kW (82 万 kl)	213 万 kW (282 万 kl)	500 万 kW (662 万 kl)
廃棄物熱利用	3.7 万 kl	4.4 万 kl	12 万 kl	14 万 kl
温度差エネルギー等	1.8 万 kl	3.3 万 kl	9 万 kl	58 万 kl
黒炭・廃材等	503 万 kl	490 万 kl	517 万 kl	592 万 kl
合計	679 万 kl	685 万 kl	940 万 kl	1910 万 kl
1 次エネルギー総供給に占める割合	—	1.1%	1.3%	3.1%

### <従来型エネルギーの新利用形態（広義の新エネルギー）>

コージェネレーション (スチームタービン除く)	199 万 kW	385 万 kW	813 万 kW	1002 万 kW
クリーンエネルギー自動車	0.1 万台	1.2 万台	28 万台	365 万台
燃料電池	0.9 万 kW	1.6 万 kW	55 万 kW	220 万 kW

## (2) 「地球温暖化防止対策ハンドブック」

平成4年に環境庁がとりまとめた結果であり、期間としては、おおむね2010年時点の導入見通しが示されている。まず、二酸化炭素排出削減の観点から考えられる新エネルギー源として、太陽光、風力、廃棄物、下水汚泥消化ガス、燃料電池が取り上げられ、それぞれの導入可能量の算定結果が報告されている。以下に、各新エネルギー電源についてまとめる。

### 1) 太陽光発電

2010年度における発電可能量の推計は、以下のようになる。

表 23 住宅以外の導入可能発電量

分野	導入量 (MW)	発電量 (百万 kWh)
携帯用特定用途	20	20
独立電源	400 - 800	397 - 794
離島用電源	20 - 40	20 - 40
公共施設・事務所等電源	3,600 - 5,200	3,571 - 5,158
各種産業用電源	10,000 - 14,000	9,920 - 13,888
合計	14,040 - 20,060	13,928 - 19,899

表 24 住宅の導入可能発電量

		導入量 (MW)	発電量 (百万 kWh)
既存住宅	戸建て	74,045	73,512
	集合住宅	8,864	8,800
	合計	82,909	82,312
新設住宅	戸建て	40,270	39,930
	集合住宅	14,885	14,777
	合計	55,155	54,758
合計		138,064	137,070

なお、算出の際には、以下の条件が前提とされている。

- 1 既存住宅は2010年までに5割が設備を設置。
- 2 1995年以降の新築住宅は設備を設置。
- 3 太陽電池の発電量は0.13kW/m<sup>2</sup>とする。

## 2) 風力発電

ここでは、大型発電施設に限定して検討が行われている。設置可能地点については、NEDO で調査が行われている。そこに、建設高度 40m、ローター直径 50m のものを設置すると考え、発電量の推計を行った。また、想定定格出力を風速 6m/s 以上の場合は 500kW、風速 8m/s 以上の場合は 900kW とする。

表 25 風力発電の導入可能発電量

出力	発電量 (1 台)	建設可能台数	総発電設備量 (MW)	総発電量 (百万 kWh)
500kW	850MWh	5,483 台	2,742	4,661
900kW	2,250 MWh	510 台	459	1,148
合計			3,201	5,809

## 3) 廃棄物焼却熱発電

厚生省では、現在ある廃棄物焼却施設全てに現時点で実用化されている発電設備を設置した場合、250 万 kW 程度の設備量になると推計している。さらに、今後の焼却処理量の増大により、設備量は 2010 年には 340 万 kW 程度になると予測している。ここでは、この厚生省のケースをシナリオ 1 とし、ガスタービンを導入して再燃式複合化発電を行うケースをシナリオ 2、ガスタービン導入により過熱式複合化発電を行うケースをシナリオ 3 として導入可能量の推計を行っている。結果は次のようになる。

表 26 廃棄物焼却熱発電の導入可能発電量

	シナリオ 1	シナリオ 2	シナリオ 3
設備量	340 万 kW	シナリオ 1 の発電容量の 40% のガスタービンを導入し再燃方式の複合化	シナリオ 1 の発電容量の 650% のガスタービンを導入し、過熱方式の複合化
発電量	23,827 百万 kWh	38,025 百万 kWh	226,088 百万 kWh

#### 4) 下水汚泥消化ガス発電

下水汚泥発生量を推定するために必要な下水処理対象人口は、人口推計（厚生省）と下水道普及率見通し（建設省）を掛け合わせて求められる。2010年の下水道普及率を80%と仮定して発電可能量を算出すると、2010年には2,281百万kWhの発電が可能であると推定される。

#### 5) 燃料電池

「長期エネルギー需給見通し」（総合エネルギー調査会）では、今後の燃料電池の導入量を推定している。その結果を参考にして、ここでは燃料電池の自家用設備量として2010年で2,800MWと仮定する。発電効率40%、設備利用率70%とすると、2010年では発電量17,170百万kWhとなる。

### (3) 「新エネルギーの将来コストと導入量の見通し」

「エネルギー総合推進委員会」による見通しであり、実際の作業は総合エネルギー調査会と同様に、日本エネルギー経済研究所が行っている。見通し期間はおおむね 2030 年までとなっている。技術開発の現状と見通し、欧米主要国の新エネルギーコストと導入量の現状およびわが国との条件の違いなどの比較を行った上で、2030 年までの超長期的な見通しについて、新エネルギー導入モデルにより、政策支援を行わなかった場合と行った場合（現状程度の支援を行った場合および、さらに追加的な支援を行った場合）に分けて試算している。

#### 1) 扱っている新エネルギー

太陽光発電、太陽熱利用、燃料電池、風力発電、地熱発電（CO<sub>2</sub> 排出削減効果の高い再生可能エネルギーを中心に扱っている。）

#### 2) 新エネルギー導入シナリオ

新エネルギー導入にあたって、4つの支援シナリオを用意している。第1に、補助金など導入支援がまったくないケースで、「実力ケース」と呼ばれる。第2に、現状レベルの導入支援策で今後も推移したケースで、「基準ケース」という。第3に、導入支援策が追加的に強化されたケースで、「促進ケース」としている。第4として、温室効果ガス削減目標を前進させるために、2010年まで再生可能エネルギーの研究開発費に国が予算を傾斜させて投入するものとして、各新エネルギーに導入量が2010年以降促進ケースの倍に拡大するとしたもので、「革新ケース」と呼ばれる。

#### 3) 新エネルギー導入モデル

新エネルギー導入モデルは、コストモデルと導入量決定モデルから成る。コストモデルは、各新エネルギーの習熟化によるコストの低下を表すモデルで、これにより得られたコストと従来エネルギーの価格の関係より、市場への導入開始時期が決まる。導入量決定モデルは、この時期以降の市場浸透度合いを表すモデルである。

#### 4) 各ケース間の比較

本資料のなかでは、新エネルギーの一次エネルギー供給ベースで導入量の合計を時系列に比較したものが示されている。

これによると、「実力ケース」でみると、2030年度時点で1996年度の実績の約2.2倍の導入量にとどまっている。これに対し「基準ケース」では、2030年では $7079 \times 10^{10}$ kcalと

なり、2030年度と比較すると「実力ケース」の1.4倍の導入量となっている。「促進ケース」では2030年で $12155 \times 10^{10} \text{kcal}$ となっている。「革新ケース」では、2030年で $23364 \times 10^{10} \text{kcal}$ となっている。

新エネルギーが一次エネルギーに占めるシェアは、2030年時点でそれぞれ、

「実力ケース」 0.7%、

「基準ケース」 1.0%

「促進ケース」 1.8%

「革新ケース」 3.4%

となっている。また、新エネルギーが最終消費エネルギーに占めるシェアは、2030年時点でそれぞれ、

「実力ケース」 1.1%

「基準ケース」 1.7%

「促進ケース」 2.9%

「革新ケース」 5.4%

となっている。

表 27 一次エネルギー供給段階での新エネルギー導入見通し（基準ケース）

(単位:10<sup>10</sup>kcal)

	1996年	2000年	2010年	2020年	2030年
太陽光発電	2 (2)	2 (2)	90 (72)	429 (341)	1717 (1368)
太陽熱利用	1469	1484	1607	2053	2882
燃料電池	(1)	(1)	(2)	(70)	(282)
風力発電	1 (1)	13 (12)	52 (46)	185 (164)	491 (434)
地熱発電	826 (53)	880 (55)	1035 (65)	1512 (95)	1989 (125)
合計	2299 (57)	2380 (70)	2784 (185)	4178 (670)	7079 (2209)
一次エネルギー供給	551835	575116	627459	665450	688025
新エネルギーシェア	0.4%	0.4%	0.4%	0.6%	1.0%

(注) ( ) 内は、万kW。なお、地熱発電は蒸気等を考慮し、一次ベースに換算した。

表 28 最終エネルギー消費段階での新エネルギー導入量見通し（基準ケース）

(単位:10<sup>10</sup>kcal)

	1996年	2000年	2010年	2020年	2030年
太陽光発電	2 (0)	2 (0)	90 (10)	429 (46)	1717 (186)
太陽熱利用	1469 (159)	1484 (160)	1607 (174)	2053 (222)	2882 (312)
燃料電池	6 (1)	6 (1)	77 (8)	465 (50)	1892 (205)
風力発電	1 (0)	12 (1)	49 (5)	175 (19)	464 (50)
地熱発電	287 (31)	305 (33)	359 (39)	524 (57)	690 (75)
合計	1765 (191)	1810 (196)	2182 (236)	3645 (394)	7644 (826)
一次エネルギー供給	363540 (39302)	381743 (41270)	412773 (44625)	433744 (46892)	445126 (48123)
新エネルギーシェア	0.5%	0.5%	0.5%	0.8%	1.7%

(備考) 1. 風力発電の送配電損失率は5.5%、地熱の総合損失率は9.3%とした。  
 2. なお、風力発電および地熱発電は、電力消費段階の値である。  
 3. ( ) 内は、万kl。

#### (4) 「温暖化防止のための日本のエネルギーシナリオ」

再生エネルギーは、将来のエネルギーの主役とはなりえないという意見に対して、再生エネルギーを総動員すれば日本でも豊富なエネルギーを得られるという議論もある。和田教授（立命館大学）らの試算は、政府の導入目標を大幅に上回る利用可能資源量としており、以下にこの推定資源量を示す。

表 29 日本の再生可能エネルギーの推定資源量

	1996年度実績	2010年見通し (対策ケース)	推定利用可能 資源容量	推定年間利用可能量
太陽光発電	5.7万kW(1.4万kWh)*1	500万kW(122万kWh)*1	8.5億kW*4	8,500億kWh*4
風力発電	1.4万kW(0.6万kWh)*1	30万kW(12万kWh)*1	3億kW*4	3,900億kWh*4
中小水力発電	991万kW*2			800億kWh*7
大水力発電	820億kWh*3	1050億kWh*3		800億kWh*8
地熱	120万kWh*3	3800万kWh*3	6,600万kW*5	2,000億kWh*5
海洋エネルギー	232kW*2		3,600-5,200万kW*6	2,000億kWh以上*6
太陽熱	104万kWh*1	450万kWh*1	1,700万kWh*5	1,700万kWh*5
バイオマス	490万kWh*1	592万kWh*1		4,700万kWh以上*9
環境熱	3.3万kWh*1	58万kWh*1	4,060万kWh*5	4,000万kWh*5
廃棄物発電	89万kW(82万kWh)*1	500万kW(662万kWh)*1		500万kWh*10
計	685万kWh*1	1910万kWh*1		28,900万kWh以上*11

注：○環境熱は海水、河川水、下水、地下街等の身の回りにあるエネルギーでヒートポンプを用いて活用できる。

○バイオマスはすべての生物資源を意味するが、実績では「ごみ処理メタン発酵ガス利用」「工場廃液発酵メタンガス利用」「木質系廃棄物燃料利用」「畜産廃棄物メタン発酵ガス利用」「パガスボイラー（製糖工場）」の合計を指す。

○廃熱エネルギーとは、工場廃熱、LNG気化冷熱利用などの廃棄されてきたエネルギーである。

○廃棄物エネルギーは、ごみ焼却発電、RDF燃料利用などによって得られるエネルギーである。

○中小水力発電は、大規模なダム建設を必要としない発電容量3万kW以下のものを指す。大水力は将来も現在と同程度と推定。

出典：

\*1：資源エネルギー庁・石炭・新エネルギー部新エネルギー対策課[1998]「新エネルギーの現状と今後の課題及び導入促進策」『産業と環境』1998年8月号

\*2：新エネルギー財団[1997]「新エネルギー開発利用実態調査報告書」

\*3：資源エネルギー庁・長官官房企画調査課[1998]「わが国の長期エネルギー需給見通し」『産業と環境』1998年8月号

\*4：筆者の推定値

\*5：通産省[1993]「ニューサンシャイン計画ハンドブック」

\*6：新エネルギー財団[1997]「新エネルギー」

\*7：久保田善「中小水力は現在の大水力発電と同程度の資源量はある」（日本学術会議50周年記念第48回理論応用学術講演会・パネルディスカッション「再生可能エネルギー」における報告。）

\*8：大水力発電は現状維持とした。

\*9：坂井正康[1998]「バイオマスが拓く21世紀エネルギー」森北出版

\*10：廃棄物発電は、将来の廃棄物の減少と発電利用率の向上を見越して現状維持とした。

\*11：発電量1億kWh=原油1万tとして換算した。

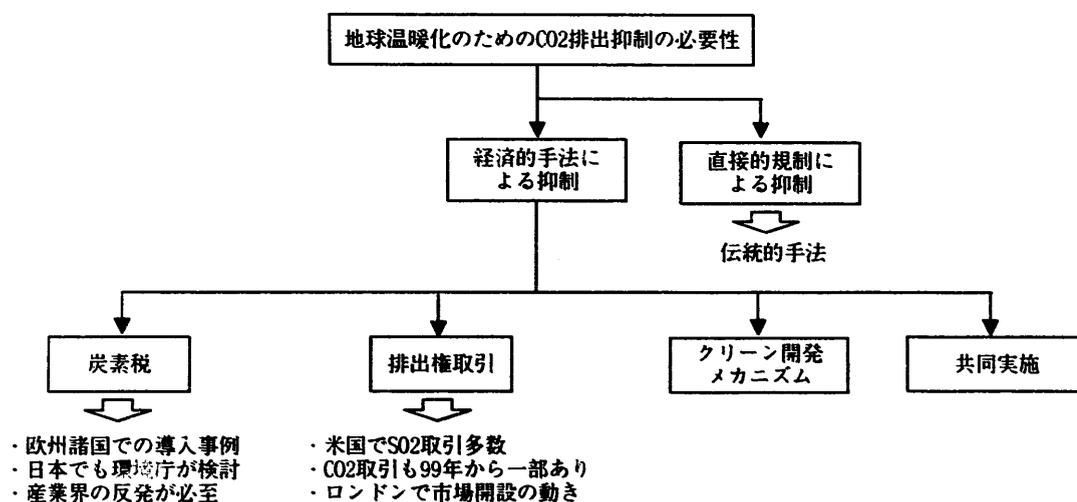
## 1.4 CO2 規制の考え方

### 1.4.1 CO2 規制の考え方

地球温暖化に関する議論の進展につれて、CO2 排出を抑制するための手段として何が適当であるか議論が行われている。OECD をはじめとした国際機関や各国の環境官庁においても、CO2 排出抑制の手段に関する調査研究がなされ、90 年代はじめには北欧諸国などでは経済的手段として炭素税が導入されたり、具体的な行動となって表れつつある。

具体的に CO2 規制に関して政府として取りうる方策としては、大きくわけて直接規制と間接規制（経済的手法）が考えられる。また、この他にも IPCC などの議論では、クリーン開発メカニズム、共同実施のような CO2 抑制のための手段が提唱されている。しかしながら、環境税については政治的な問題もあり、IPCC では未だ議論となる段階には至っていないようである。

図 11 CO2 規制における考え方



## 1.4.2 直接的規制による CO2 抑制

これまでの日本でとられてきた最も伝統的な規制手法である。

表 30 直接的手法のメリット・デメリット

メ リ ツ ト	<ul style="list-style-type: none"><li>・企業としては、新たな租税負担を強いられずに排出抑制費用だけで済むため比較的歓迎しやすい。</li><li>・汚染量を一時に大量に排出しなければ問題なく、継続的に少量の排出なら許容されるケースでは有効となる。例えば、NO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub>、などの規制には適しているとされる。</li><li>・規制体制（摘発率、罰則、など）の強化が必要</li></ul>
デ メ リ ツ ト	<ul style="list-style-type: none"><li>・一律の規制による削減量に割り当てなどは不効率を生みやすい。すなわち、個々の企業ごとに削減コストや削減能力は異なるはずである。</li><li>・詳細な汚染目標を設定するために、政府が事業者の業務の詳細に立ち入る必要があるが、政府介入には限界がある。</li><li>・直接規制は、汚染者に対して汚染物質の最小限の削減（すなわち、規制値のクリア）を行わせるインセンティブしかないが、経済的規制だとコスト最小化を目標とするため持続的な削減インセンティブを与える。</li><li>・直接規制は、税収をもたらさない。</li></ul>

### 1.4.3 経済的手法による抑制

市場メカニズムを活用した規制手法であり、OECD によると経済的手段としては表 31 に示すように4通りに分類されている。これらの手段は、80年代後半から次第に各国で採用されるようになってきている（→表 32、表 33）。日本においては、現在のところSO<sub>x</sub>関係、航空機騒音関連、一般廃棄物排出、エネルギー関連など4種類の税・課徴金が課されているが、これらのそもそもの目的は、いわゆる環境保護などを目的として導入されたものとは限らない。

表 31 経済的手段として考えられる方法およびその概要

経済的手法		内容
税、 課徴金 <sup>1</sup>	排出税・排出 課徴金	汚染物資の排出や騒音の発生に課金され、その量と種類に基づいて算定
	使用者税・使 用者課徴金	排水や廃棄物の共同処理に必要な費用のために賦課される。
	生産物税・生 産物課徴金	製品自体に課金され、排出物などへの直接的な課金が難しい場合に適用される。
補助金		<p>経済的手段としての効果は税金とまったく同じであるが、デメリットとして以下の4点が挙げられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・汚染者負担の原則（PPP）に反する</li> <li>・隠れたる産業保護となりかねない</li> <li>・客観的な補助金額の決定が困難</li> <li>・汚染者に対して補助金を出すことは問題</li> </ul>
排出権取引		<p>税、課徴金が価格面での規制であるのに対して、量的規制となるため、削減量の達成が保証される。ただし、以下のような問題があり、欧米では炭素税が主流であり縮小傾向にあるという。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・大幅な価格変動が新たな経営リスクとなりかねない</li> <li>・当初の排出枠をどのように決定するか</li> <li>・CO<sub>2</sub>市場という市場の透明性をどう確保するか</li> </ul>
デポジット（預かり金） 制		製品価格にデポジットを上乗せして販売し、使用後の製品が返却された際にデポジットを返却する仕組み。ただし、払い戻し制度の確立などのコストがかかり、ある程度の行政の関与が欠かせない。

<sup>1</sup> 税と課徴金の差は、本質的にはないといえる。しかしながら、税金よりも課徴金の方が一般の人々に対して拒否感をもたらさない傾向にあるため、政府として用いやすいことが上げられる。また、課徴金は特定環境汚染の処理費用のための特定財源として確保しやすいという利点もある。

表 32 OECD 諸国における経済的手段の活用状況

	排出への税・課徴金 (うち使用者課徴金)	生産物への税・課徴金 (うち差別課税)	デポジット・リファンド	排出権取引	その他 (基準違反、課徴金ほか)	計
オーストラリア	5 (2)	1 (0)	3	1	2	12
オーストリア	3 (1)	4 (2)	3			10
ベルギー	7 (2)	2 (2)	1			10
カナダ	3 (2)	7 (3)	1	2	2	15
デンマーク	3 (2)	10 (2)	2			15
フィンランド	3 (2)	10 (2)	2			15
フランス	5 (2)	2 (1)				7
ドイツ	5 (2)	3 (3)	2	1		11
ギリシア	2 (1)	1 (0)				3
アイスランド	1 (1)	1 (1)	2			4
アイルランド	2 (2)	1 (1)				3
イタリア	3 (2)	2 (0)				5
日本	3 (1)	1 (1)				4
オランダ	5 (2)	4 (2)	2			11
ニュージーランド	1 (1)					1
ノルウェー	4 (2)	8 (2)	3			15
ポルトガル	2 (0)	1 (1)	1			4
スペイン	3 (2)					3
スウェーデン	3 (2)	11 (2)	4	2		20
スイス	3 (2)	2 (2)	1			6
トルコ	1 (0)					1
イギリス	1 (1)	1 (1)				2
アメリカ	5 (2)	6 (1)	4	8	2	25
計	73	78	31	14	6	202

(出所) OECD 「Managing the Environment; The Role of Economic Instrument」より抜粋  
(備考) 差別課税は、含有量などによっても課徴金や税率が変わってくるものをいう。

表 33 OECD 諸国における環境税・課徴金の概要(1995年1月1日以降)

環境税などの手法	オーストラリア	オーストリア	ベルギー	カナダ	デンマーク	フィンランド	フランス	ドイツ	ギリシア	アイスランド	イタリア	日本	ルクセンブルク	メキシコ	オランダ	ニュージーランド	ノルウェー	ポルトガル	スペイン	スウェーデン	スイス	トルコ	イギリス	アメリカ
自動車燃料： 有鉛／無鉛(差別) ディーゼル(質による差別) 炭素／エネルギー税 硫黄税 その他物品税(付加価値税を除く)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
その他エネルギー製品： その他物品税 炭素／エネルギー税 硫黄税 NOx 課徴金	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	(*)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
自動車課税： 販売／物品／登録税の差別 道路／保有税の差別			*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
農業への投入： 肥料 農薬					*	*											*	*	*	*	*			
その他製品： 電池 プラスチック袋 使い捨て容器 タイヤ CFC／ハロン 使い捨てカミソリ 使い捨てカメラ 潤滑油課徴金 油污濁課徴金	*		*	*	*	*			*	*	*						*			*			*	*
直接税の規定： 環境投資／特別償却 雇用者の支払う通勤費用を課 税収入とみなす 無料駐車を課税収入とみなす 公共交通機関利用の場合の通 勤費用を非課税	*	*		*	*	*	*	*									*	*	*	*			*	*
航空運輸： 騒音課徴金 その他の税	*		*				*	*				(*)		*			*	*	*	*			*	*
水課徴金／税： 水道課徴金 下水課徴金 排水課徴金	*				*	*	*	*	*	*				*			*	*	*	*			*	*
廃棄物処理／管理課徴金： 一般廃棄物 廃棄物処理課徴金 有害廃棄物課徴金	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	(*)		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

(出所) OECD「Environmental Taxes in OECD Countries」(1995)より抜粋

(備考) 日本において( )となっているのは、公害における汚染者負荷量課徴金、空港特別着陸料、一般廃棄物収集・処理手数料、を示す。

規制対象毎の経済的手段の活用可能性としては、表 34のように整理できる。このように、CO2 規制に対しては税・課徴金（CO2 課税）と排出権取引制度の2つの手段が有効であると考えられる。以下では、この2つの手段について、その概要、最近の動向について示す。

表 34 経済的手段の活用可能性チャート

	大気環境の保全	自然保護等	廃棄物・リサイクル対策	土壌環境・地盤環境保全	水環境の保全
	悪臭対策 騒音・振動対策 SOx等対策 NOx、SPM、 酸性雨対策 オゾン層保護対策 地球温暖化対策	地域づくり 生物多様性の確保 自然と人間との共生	廃棄物の発生抑制 適正なリサイクルの促進 廃棄物の適正な処理の促進	地盤環境保全 地下水及び表層水使用税 (デンマーク)	重金属・有害化学物質対策 有機汚濁対策 海洋汚染対策 底質対策 地下水汚染対策
法的規制	◎	◎	◎	◎	◎
税・課徴金	◎航空機騒音課徴金（ノルウェー、日本等） ◎騒音・振動課徴金（ノルウェー、日本等） ◎NOx、排出課徴金（スウェーデン等） ◎汚染負荷量賦課金制度（日本） ◎ロードプライシング（シンガポール）	◎天然資源課徴金	◎廃棄物処理税（デンマーク、ベルギー等） ◎有害廃棄物課徴金（フィンランド、ベルギー等） ◎包装課徴金（デンマーク、フィンランド等） ◎電池課徴金 ◎デンマーク、スウェーデン等） ◎天然資源課徴金	◎土壌保全課徴金（ベルギー、蘭等）	◎排水課徴金（仏、独、蘭、加、豪等） ◎農業課徴金（ノルウェー等） ◎肥料課徴金（ノルウェー等）
料金・手数料			◎国立公園入園料（米等） ◎入山料（森林レクリエーション）		
排出権取引	◎低排出乗用車クレジット（米） ◎大気汚染排出量相殺（独） ◎酸性雨許容量取引（米、加） ◎オゾン層破壊物質の生産・消費権（米）	◎湿地回復バンキング（米）			◎富栄養化防止／閉鎖性水域排出権売買
デポジット制度			◎飲料容器（蘭、フィンランド等） ◎自動車（スウェーデン等） ◎自動車のバッテリー（米等） ◎缶詰缶（スウェーデン等）		

（出所）石弘光「環境税とは何か」より抜粋

#### 1.4.4 炭素税の考え方

CO2 排出抑制を行うためには、税・課徴金による規制が有効であることは理解できるが、一概に炭素税といえども、様々な種類があり、多くの問題点を抱えているといえる。表 35 で環境税を2つのタイプに類型化するが、このうち CO2 課税として一般的なものは間接課税タイプである。そして、このタイプの炭素税が抱える一番大きな問題は、課税ベースと環境汚染とのつながりが安定的であるか（すなわち、リンケージの問題）といえる。

表 35 炭素税における直接課税と間接課税

環境税の類型	内容
直接課税 (実績排出量課税)	汚染物質の排出量を実際に測定して、それを課税ベースとして排出量単位あたりの課税を行う。現在、一般に行われている課徴金はこのタイプであるが、徴税コストなどがかかる。
間接課税	環境に悪影響を与える汚染物質排出を、間接的に代替できる財・サービスに対して課税するタイプである。一般的な炭素税はこのタイプであるが、リンケージの問題など税制構築上の論点が多い。

表 36 炭素税の構築上の問題点

リンケージの問題	①課税ベースである化石エネルギー使用と炭素含有量の関係は安定的か ②炭素税の導入によって本当に炭素含有物質（化石燃料など）の使用量が減少するか 例えば、①については現在の技術ならば「炭素1トン＝二酸化炭素 3.6トン＝ガソリン 1555リットル」の関係があるが、技術進歩があればこの関係が不安定となる恐れもある。また、②については、すなわちエネルギー需要の価格弾力性の問題であり、いくら税金をかけてエネルギー価格を上げてもエネルギー需要が減らなければ意味がないということである。まずは、このリンケージの問題をクリアできるような汚染物質と課税ベースの安定的な関係をもつ課税方式でなければならない。
課税ベースは何か	炭素含有量、エネルギー発熱量、とするかどうか。エネルギー発熱量や電力使用となると原子力発電も課税されることとなりかねない。
課税段階はどこか	輸入、生産、流通、消費の各段階のどことするか。徴税コストは輸入がもっとも安い。
税率	炭素削減量、エネルギー使用の価格弾力性、との関係
軽減措置の有無	代替原料がない産業にとっては、炭素税は無意味となりかねない。
経済成長への影響の考慮	経済成長への影響を緩和するために、税制中立型とするか否か。
国際的な税制協調の有無	単独で導入した場合には、国際競争力がそがれる可能性がある。

## 1.4.5 各国における炭素税・環境税の概要

### (1) EU指令による環境税の提案

92年5月にはEC（現在、EU。European Union）は、CO2排出量および温室効果ガスに対処するために、炭素・エネルギー税導入に関する指令案を理事会に提案している。この特徴は、炭素税のみだと原発促進税としての役割を担いかねないこと、また炭素削減だけでなくエネルギー全体の効率利用を促すべきであるという観点から、炭素含有量だけでなくエネルギー発熱量を加えた「炭素・エネルギー税」として導入を提案している点にある。実際にこの提案通りに導入されたわけではないが、日本における環境税論議でも参考とされている。具体的なEU版炭素・エネルギー税の概要は以下の通りである。

#### <EU炭素・エネルギー税の概要>

##### ①課税対象

再生可能なエネルギー（太陽熱、風力など）を除く、化石燃料、水力、原子力などのすべてのエネルギー源、ただし、原料として使用されるものを除く。

##### ②課税ベースと税率

課税ベースとしては炭素分とエネルギー分の各々50%ずつが採用される。税率は、93年1月に原油1バレルあたり3ドルで導入し、年1ドルずつ引き上げ、2000年に10ドルとなるように、エネルギー源ごとに税率を決める。

##### ③税収の用途

税制中立とし、税収は他の組織の減税に充当させる。

##### ④減免措置

EU域内の企業に国際競争力を維持させるため、エネルギー集約産業（アルミ、硝子、製紙）に対して、エネルギー費に応じて段階的に減免措置が採られる。

##### ⑤導入条件

他のOECD諸国が同じような租税又は同様の影響をもつ措置を導入することが、炭素・エネルギー税実施の条件

また、EU諸国では、現在でも環境課税が何らかの形で行われている国が多く、これらの諸国における環境課税の状況は、以下に示すEUのホームページで公開されている。

○EUにおける環境関連の税制に関するホームページ  
「<http://europa.eu.int/comm/dg11/enveco/database.htm>」

## (2) 北欧各国の炭素税

炭素税として実際に導入されているのは、北欧4カ国（フィンランド、スウェーデン、ノルウェー、デンマーク）とオランダのみである。その概要は、表 39に示すとおりである。おおむね、課税対象はCO<sub>2</sub>を排出する化石燃料、もしくは燃料として使用されるエネルギーとなっており、税率は炭素1トンあたり1～2万円といった高水準から2000円～3000円といった低水準の諸国もあり、ばらついているといえる。

原子力と関連する観点から考えてみると、発電燃料の非炭素化を促進させるためには、原子力・新エネなどの発電用燃料には課税せず、化石燃料発電に課税するのがひとつの方法であるが、多くは電力消費自体に課税されている。これらの北欧諸国における反原発的な風潮が背景にあると思われる。

表 37 電力に関する課税状況

国	課税状況
デンマーク	電力輸出国であることから発電用燃料は非課税だが、電力消費の段階で課税
フィンランド	エネルギー税という形で電力消費に課税
スウェーデン	発電用燃料は非課税だが、電力消費段階でエネルギー税として課税されている。
オランダ	国際競争力の観点から小規模エネルギー消費者（800～50000kWh/年）のみ電力消費に課税

表 38 フィンランドの燃料に係るエネルギー税・炭素税の税率（97年）

	エネルギー税	炭素税
無鉛ガソリン	2.969FMK/リットル	0.164FMK/リットル(0.123)
有鉛ガソリン	3.419FMK/リットル	0.164FMK/リットル(0.123)
ディーゼル	1.599FMK/リットル	0.186FMK/リットル(0.135)
軽油	0.104FMK/リットル	0.186FMK/リットル(0.137)
重油	-	0.221FMK/kg(0.160)
石炭	-	0.169FMK/kg(0.116)
泥炭	-	4.200FMK/MWh(-)
天然ガス	-	0.142FMK/sm <sup>3</sup> (0.112)
電力消費		
1(家庭, サービス)	31,000FMK/MWh	-
2(鉱業, 製造業)	16,750FMK/MWh	-
マツの木燃料	0.221FMK/kg	-

(出所) 三菱総合研究所「諸外国の炭素税導入動向等調査」より作成

(備考) ( ) 内は96年の税率。FMK=25円程度。

表 39 各国における炭素税の概要

	課税対象（上段） ・税率（下段）	非課税とされるもの	軽減措置
デンマーク	すべての CO2 排出源 (ただしガソリン, 天然ガスおよびバイオ燃料を除く) [電力については, 生産時の燃料消費ではなく, 電力使用時に課税] 室内暖房の場合(産業部門) 約 14,000→41,800 円/tC (96年→2000年) (エネルギー分も含む)	・国際貿易に従事する航空機および船舶の燃料 ・石油の精製段階で生産される電力および使用される燃料 ・発電用燃料, 原料として使用されるものは非課税	・重工程(エネルギー多消費型生産工程) →室内暖房用の約 2~4%の軽減税率が適用 ・軽工程(照明, オフィス機器その他重工程以外での使用) →室内暖房用の約 15~25%の軽減税率が適用 ・企業が行政当局との間で一定の省エネ投資を行うとの協定を締結し, 実施した場合 →さらに低い税率が適用
フィンランド	あらゆる化石燃料 約 3,500 円/tC (税収は, エネルギー分:炭素分=40:60)	・海外に運航する航空機および船舶の燃料 ・生産において原料として使用されるもの ・石油の精製で使用される燃料	・天然ガスについて, 1995~1997 年間 50%の軽減税率の適用
オランダ	燃料として使用されるエネルギー源(材料として使用されるものは課税対象とはなっていない) 約 2,600 円/tC (エネルギー分と炭素分 50%ずつ課税)	・使用量が一定量未満の残渣燃料 ・自家消費されるすべての残渣燃料(1998 年まで適用) ・すべての残渣燃料(税率全体のうちエネルギー分)	・大量消費(1000 万 m <sup>3</sup> 以上)される天然ガス →58%軽減された税率(エネルギー分)が適用
ノルウェー	・鉱物油 ・ガソリン ・海上油井で燃焼されるガス ・石炭およびコークス 11,800 ~ 24,500 円/tC 程度	・国際貿易に従事する船舶, 領海外で操業する漁船, 航空機の燃料として使用される鉱物油 ・産業原料として使用される石炭およびコークス ・石油の精製で使用される燃料	・国内の漁船および国内貨物海運 →軽減税率が適用(事実上非課税) ・二つの産業部門(紙パルプおよび魚粉)で使用される燃料 →50%軽減された税率適用
スウェーデン	石油, ガス油, 重油, 灯油, LPG, メタン, 天然ガス, 石炭およびコークス 約 22,000 円/tC	・鉄道機関車または国際的な航空機もしくは船舶で使用される燃料 ・製鉄の過程で使用される石炭およびコークス ・発電で使用される燃料	・産業用燃料と商業園芸用燃料 →一般水準の 25%の税率が適用(エネルギー税は非課税)。ただし, 自動車, バス, またはトラックの燃料には軽減税率は適用されない

(出所) 石弘光「環境税とは何か」より抜粋

(備考) Dkr=19 円, FMK=25 円, DGL=66 円, NKr=19 円, SKr=16 円で計算 (97 年 3 月 31 日)

### (3) ドイツ・イタリアの環境税

ドイツでは99年4月1日から「環境税」が導入されている。これは、厳密には炭素税とはいえないが、シュレーダー中道左派政権が進める税制改革の一環で、先進7カ国では初めての導入となるものである。98年10月、社民党と環境政党の90年連合・緑の党が連立政権をつくり、環境重視を掲げる両党にとって、環境税導入は脱原発とともに重要政策の一つであり、99年に入りわずか1か月の審議をただで、3月半ばには国会を通過し4月から施行された。環境税は企業の国際競争力をそぐとして慎重だったコール前政権時とは対照的であるが、産業界からは猛反対を受けており、今後も何らかの見直しが入る可能性は否定できない。

一方、イタリアでは98年11月にCO2税を承認し、課税は99年1月からスタートしたようである。税率は、2005年までに発電用石炭が1キロあたり42リラ、天然ガスが1m<sup>3</sup>あたり8.5リラとなっている（他の化石燃料についても課税）。当初は、ガスは非課税であったが反対にあい課税されることとなった。

#### <ドイツの環境税のポイント>

- ・税制中立（所得税、法人税減税とセット）となっている。ただし、全体的に低所得者の負担軽減、企業負担の増加、という形となっている。
- ・税収を公的年金の補填に充当
- ・国内の産炭地への政治的配慮から、石炭への適用の見送り（石炭と褐炭を合わせると国内エネルギー消費の25%）
- ・同様に脱原発の立場も考えて、電力には一律課税
- ・欧州連合（EU）諸国との協調を待たず、単独で導入
- ・当初はアルミニウム精製などエネルギー多消費企業に限定していた特別措置を製造業全体に広げ、さらに税額を五分の一まで減額した。
- ・2002年までに、あと二段階の税率引き上げを計画

表 40 ドイツの環境税の概要

項目	税額	現行の市場価格	税収見込み (億マルク)
電力	2ペニヒ/kWh	30ペニヒ/kWh	32
ガソリン	6ペニヒ/リットル	1.5マルク/リットル	28
灯油	4ペニヒ/リットル	45ペニヒ/リットル	10
天然ガス	0.32ペニヒ/kWh	4.5ペニヒ/kWh	14

(出所) 独大蔵省、エネルギー企業など。1マルク=100ペニヒ(約70円)

#### (4) 日本における環境税に関する議論

日本においても環境庁を中心として、環境税の設計案が構築されている。具体的には、94～97年に環境庁を事務局として検討された「環境に係わる税・課徴金などの経済的手法研究会」で示された4つの案がある（→表 42）。大きく分けると、

- ・ 課税ベースが炭素課税のみのケースと炭素・エネルギー課税として課税するケースの2タイプになり、
- ・ 課税段階が生産・輸入段階のものと流通段階の2タイプ

となっている。なお、この4つの案のうち、原子力発電に対して課税は第3、4案で行われることとなる。しかしながら、実際に環境税を設計する際には、原子力促進税型か否かという問題以外にも論点となる事項はとて多い。同研究会を通して各素案を通じた大きな論点となったのは表 41に示す点とのことである。

ただ、同案ではエネルギー課税（具体的には電力への課税）に対する税率などの具体的な案は示されていない。電源開発促進税などと調整の上、決める必要があると指摘している。

表 41 環境税設計における論点

論 点	内 容
1. 課税段階はどうするか	1～3は、生産輸入時点となっているが、4のみは流通時点となっている。徴税費用の安さという点から考えると前者が望ましいが、国民の意識向上という点からは後者のが望ましい。
2. 税収の多さはどの程度か	2は税収が10兆円であるが、残りの3案は1兆円程度である。
3. 収入の用途	1、3では補助金として払い戻すが、2、4では一般財源として用いる。前者の方がGDPへの悪影響が少ない。
4. 原子力課税の有無	各案のうち、原子力発電に対して課税されるのは3、4のみ。

表 42 環境税案検討にあたってのオプション（4案）

環境税案の種類	第1案	第2案	第3案	第4案
	低税率・補助金併用型炭素税	北欧型炭素税	低税率・補助金併用型炭素／エネルギー税	国際配慮型段階税率炭素／エネルギー税
課税対象	炭素（具体的には、石油、石炭、天然ガス等の化石燃料を対象）		炭素＋エネルギー（化石燃料及び原子力、水力を含む電力）	
税のねらい	インセンティブ効果及び補助金の効果によるCO2削減目標の達成	インセンティブ効果のみによるCO2削減目標の達成	インセンティブ効果及び補助金の効果によるCO2削減目標の達成及びその他の環境への負荷の低減	インセンティブ効果のみによるCO2削減目標の達成及びその他の環境への負荷の低減
課税時点	生産・輸入時点	生産・輸入時点	生産・輸入時点	流通時点
課税水準	3,000 円/tC（ガソリン1 l 約2円）	30,000 円/tC（ガソリン1 l 約2円）	炭素／エネルギーに50/50で課税 ・炭素課税分 1,500 円/tC ・残りはエネルギー分に課税	炭素／エネルギーに50/50で課税 ・炭素課税分 初年度 1,500 円/tC 10年後に 15,000 円/tC ・残りはエネルギー分に課税
税収の用途	・温暖化対策への補助金（例）省エネ等のCO2削減技術の導入促進への補助金	・一般財源	・炭素税分は内外の温暖化対策への補助金 ・エネルギー分は太陽光発電等の技術開発への補助金	・一般財源 ・発展途上国のCO2削減対策への補助金
軽減措置	（案1～4共通） ①微税可能性が小さいもの（国際航空・国際海上輸送・遠洋漁業の燃料） ②石油等の非燃料的（原材料としての）使用は非課税とする	①エネルギー多消費型産業（鉄鋼・化学・ガラス・製紙・セメント等）に特殊措置を講ずる ②政府とCO2削減について協定を締結した企業は、税を免除する ③産業部門全体を非課税とし、民生・輸送部門のみに課税する	①コージェネレーション用燃料等非課税	①国境税調節を行う ②小規模消費を非課税とする
環境改善効果	2000年において1990年時点のCO2排出量に安定化（地球温暖化経済システム検討会試算）	（軽減措置を考慮に入れない場合）ほぼ同上	CO2については、補助金の活用を効果的に行えば、案の1と同様の効果を期待？	税導入の10年後には、CO2排出量を1990年レベルに安定化

表 43 環境税案検討にあたってのオプション（4案） その2

環境税案の種類	第1案	第2案	第3案	第4案
	低税率・補助金併用型炭素税	北欧型炭素税	低税率・補助金併用型炭素／エネルギー税	国際配慮型段階税率炭素／エネルギー税
税収額と経済影響	税収額 約1兆円 GDP への影響 -0.06% (各年)	(軽減措置を考慮に入れない場合) 税収額約10兆円 GDP への影響 -0.50%～-1.36% (2010年)	税収額 約1兆円 GDP への影響も案1とほぼ同じ	(軽減措置を考慮に入れない場合) 税収額 初年度 約1兆円 10年後 約10兆円 -0.31%～-0.94% (2010年)
留意点	・税率が低い ・補助金の効果が大 ・CO2削減技術の詳細な評価と効果的な補助の仕組みが必要	・民生・運輸部門対策が中心 ・産業部門には、別途強力な施策が必要	・薄く広く課税 ・原子力、水力等のエネルギー消費にも課税(案1よりも課税ベースが広い)	・効果的な国境税調整が実行可能か検討が必要
原子力発電に対する課税	なし	なし	あり(※)	あり(※)
メリット・デメリット	○税率が低く、税収は補助金として還元されるので、経済への影響が小さい ▲期待通りの効果を得るためには、適切な補助金分配システムの構築が必要	軽減措置を講ずれば、 ○今後CO2増加が見込まれる民生・運輸民生部門の排出抑制が可能 ○産業部門への影響が比較的小さい ▲産業部門に対するインセンティブがなく、別途措置が必要 ▲高税率であり、負担感が大きい	○案1と比較して新エネルギー開発の促進が期待される ▲案1と同様に適切な補助金分配システム構築が必要	○国境税調整により、産業別の軽減措置を講じることなく、競争力への影響を回避できる ○段階的な導入により、十分な準備が可能 ▲国境税調整を行うにあたって検討すべき課題が多い

(出所) 環境庁「地球温暖化対策と環境税」より抜粋

(備考) エネルギー課税の税率は具体的には示されていない。

(5) 日本における炭素・エネルギー税の試算

92年の日本におけるエネルギー構造を前提として、課税段階および課税対象（炭素、エネルギー）別に4通りにわけて、日本における炭素・エネルギー税の試算を行った例がある。この際に、税率はEUにおける2000年の最終目標とする原油換算1バレルあたり10ドルとしている。

このうち、原子力発電に対して課税されるのは炭素・エネルギー税の消費段階課税ケースの1ケースのみであり、他ケースでは原子力発電には課税されておらず原発促進型税制といえるだろう。しかしながら、北欧諸国の例をみればわかるように、炭素税の原発促進型とするか否かは大きな論議を呼ぶものと考えられる。

表 44 日本における炭素・エネルギー税の試算

タイプ1		輸入段階				タイプ2		消費段階			
		炭素税		炭素・エネルギー税				炭素税		炭素・エネルギー税	
エネルギー種別		10億円	構成比	10億円	構成比	エネルギー種別		10億円	構成比	10億円	構成比
石炭	原料炭	567.0	15.9	507.2	14.3	石炭	原料炭	69.9	2.0	62.6	1.6
	一般炭	370.4	10.1	325.0	9.2		一般炭	365.5	10.2	320.4	8.4
	無煙炭	19.8	0.6	17.4	0.5		無煙炭	11.5	0.3	10.0	0.3
原油	1872.3	52.4	1872.5	52.9	コークス	245.0	6.8	200.3	5.2		
NGL	54.6	1.5	55.3	1.6	コークス炉ガス	39.0	1.1	53.6	1.4		
石油製品					高炉ガス・ 転炉ガス	321.0	9.0	209.9	5.5		
ガソリン	5.7	0.2	5.7	0.2	原油	174.0	4.9	174.0	4.6		
ナフサ	142.2	4.0	144.1	4.1	NGL	2.5	0.1	2.6	0.1		
灯油	16.6	0.5	16.6	0.5	石油製品						
軽油	3.7	0.1	3.7	0.1	ガソリン	356.8	10.0	360.4	9.4		
A重油	0.2	0.0	0.2	0.0	ナフサ	60.4	1.7	61.2	1.6		
B重油	0.1	0.0	0.1	0.0	ジェット燃料	31.4	0.9	31.7	0.8		
オイルコークス	45.0	1.3	39.0	1.1	灯油	224.6	6.3	225.5	5.9		
LPG	127.6	3.6	136.8	3.9	軽油	346.3	9.7	345.7	9.0		
天然ガス	14.3	0.4	17.0	0.4	A重油	238.9	6.7	237.3	6.2		
LNG	336.5	9.4	401.4	11.2	B重油	1.4	0.0	1.4	0.0		
					C重油	460.2	12.8	449.8	11.8		
					製油所ガス	57.8	1.6	67.0	1.8		
					オイルコークス	39.0	1.1	34.6	0.9		
					LPG	151.6	4.2	162.4	4.3		
					天然ガス	10.4	0.3	12.5	0.3		
					LNG	251.1	7.0	299.5	7.8		
					都市ガス	123.6	3.4	144.5	3.8		
					新エネルギー	0.0	0.0	33.7	0.9		
					水力発電	0.0	0.0	89.1	2.3		
					原子力	0.0	0.0	230.5	6.0		
合計		3576.0	100.0	3542.0	100.0	合計	3582.8	100.0	3820.2	100.0	

(出所) 石弘光「環境税とは何か」より引用

## 1.4.6 排出権取引についての考え方

### (1) 排出権取引のメリット・デメリット

CO2 規制にあたっては、炭素税と並んで排出権取引も有効であると考えられている。排出権取引が、炭素税による CO2 抑制手段と比較したときのメリット・デメリットは以下のようにまとめられる。

#### <排出権取引のメリット>

##### 1) 排出量の削減が確実

炭素税の場合は、炭素使用量の価格弾力性（リンケージの問題）を考慮してから、税率を決定しなければならない上に、その炭素税導入により意図した水準の炭素排出削減がなされるかはわからない。一方、排出権取引の場合には、違反の監視や取締りが的確に行われる限りは、CO2 排出総量は確実に予定通り削減される。

##### 2) CO2 取引価格の価格設定が不要

CO2 取引のための適切な価格設定が市場原理によって行われるため、炭素税のように適切な税率決定のために苦勞する必要がなくなる。すなわち、CO2 取引価格は、各国の限界削減費用が一致する。

#### <排出権取引のデメリット>

##### 1) 排出権の初期配分

排出権の初期配分をどのように決定するか。現在の案としては

- ・ドル換算 GDP 比
- ・一人あたりドル換算 GDP 比
- ・CO2 排出量の GDP 原単位
- ・一人あたり CO2 排出量
- ・90 年の排出量実績

など多数の方式があるが、この設定如何により諸国の取引状況（売買損益）も大幅にかわる。特に、CO2 取引のために巨額の税金が使われるとなると、よほど納得のいく配分を行わない限り理解が得られないと考えられる。

##### 2) 価格変動に伴うリスク増大

価格の変動が激しくなり、それ自体が大ききリスクとなりかねず、投機的な取引が行われる可能性もある。また、排出枠自体が少なくなると価格が大幅高騰しかねない。

##### 3) 監視費用

CO2 排出量のモニタリングを厳密に行う必要がある。

## (2) 排出権取引時の価格決定に関する考え方

地球規模で排出権市場を整備した場合、その取引価格は最終的には各国の限界削減価格<sup>2</sup>がすべて一致するように決まる。ある国において排出権市場における取引価格よりも自国での削減費用の方が高い場合は、排出権を買い、自国での限界削減費用が安い場合は排出権を買わずに自国で削減し、逆にその分を排出権取引市場に売却する。すべての国がこのような行動することにより、結果的にはすべての国において、自国の限界削減費用が排出権取引価格に一致するまで排出権の「売却」又は「購入」を行うことになるわけである。

このようにして、排出権取引市場における取引価格は、全世界におけるCO<sub>2</sub>の限界削減費用に等しくなることになる。なお、これは各国における初期配分がどのようなようであっても成立する。初期配分は、各国における利益、損失に影響を与えるのみであり、排出権市場の有効性には影響を与えないのである。

<排出権取引市場における取引価格の考え方 →図 12を参照>

I 国（排出権購入国）、II 国（排出権売却国）の場合には、

I 国 → 初期値が「CO<sub>2</sub> 限界削減費用 > 排出権取引価格」の場合

CO<sub>2</sub> 限界削減費用 = 排出権取引価格となるまで排出権を購入

II 国 → CO<sub>2</sub> 限界削減費用「CO<sub>2</sub> 限界削減費用 < 排出権取引価格」の場合

CO<sub>2</sub> 限界削減費用 = 排出権取引価格となるまで排出権を売却



最終的には、排出権取引価格は、各国のCO<sub>2</sub> 限界削減費用に等しくなる。

<排出権取引のイメージ →図 13を参照>

売り手は、OAだけCO<sub>2</sub>を排出量を減らす必要があるが、AB分も自助努力で減らしてAB分を排出権取引市場に売った方がメリットがある（削減限界費用 < 排出権取引価格）。一方、買い手は、CAだけ減らさなければならないが、そのうちAB分については、自助努力で減らすよりも排出権を購入した方がメリットがある（削減限界費用 > 排出権取引価格）。よって、図からも分かるように両者の限界費用が一致する点で排出権取引価格が決まる。

<sup>2</sup> 限界削減費用は、CO<sub>2</sub>を一単位減らすために必要な費用を示しており、通常は削減量が多ければ多いほど高くなる。すなわち、限界削減費用を縦軸にとり、削減量を横軸にとったグラフでは右肩上がりとなるはずである。

図 12 自助努力による排出削減と CO2 排出権購入

◎自国が小国であり、排出権取引価格に影響を与えない場合

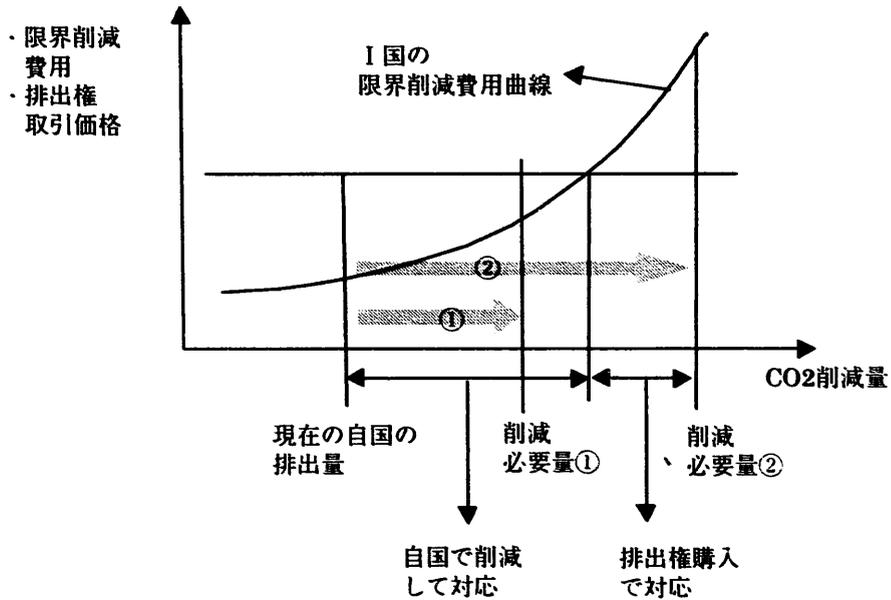
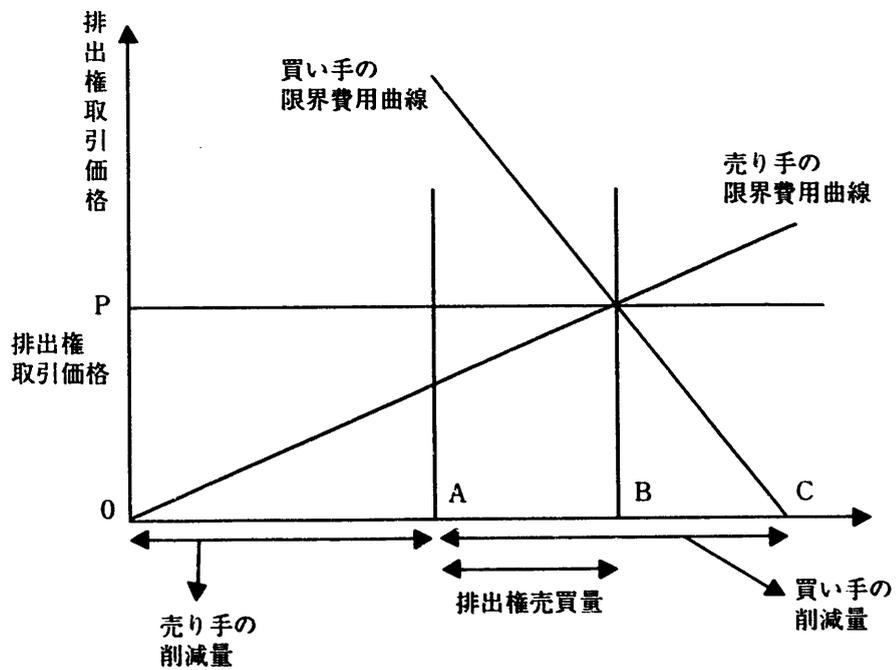


図 13 排出権取引のイメージ



### 1.4.7 排出権取引市場に関する最近の動向

排出権取引市場については、米国で SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub> の規制に関連して実際に排出権取引が行われている。また、CO<sub>2</sub> 取引に関しても 99 年 1 月から米国で排出権取引が行われはじめたとのことである。表 46 に、米国における排出権取引事例を示し、図 14 にここ数年においていかに排出権取引市場が拡大しているかを示す。

#### (1) 取引所創設の動き

地球温暖化防止のための CO<sub>2</sub> 排出抑制とからめて、ロンドン国際石油取引所 (IPE) やシドニー先物取引所 (SFE) などが CO<sub>2</sub> の国際的な取引市場を作ろうとしているという動きも伝えられている。いまだ、取引開始には至っていないものの、日本興業銀行による推計によると、2010 年には世界全体での CO<sub>2</sub> 取引規模が 41 億トン (炭素換算) で市場規模にして 1770 億ドル (約 20 兆 9000 億円) にもなると見通されており、世界でも有数の規模の市場となるとされている。

#### (2) 国際的な排出権取引ルール設定の難航

なお、排出権取引の国際的な取引ルール設定が難航しているために京都議定書の批准自体が難航しており、99 年 11 月現在、途上国 16 カ国しか批准しておらず、先進国では一カ国も批准していない。京都議定書の発効のためには 55 カ国の批准が必要である。排出権取引ルール設定にあたって先進国側と途上国側で、以下のように意見が異なりなかなか溝が埋まらないことに原因がある。

#### <排出権取引をめぐる先進国・途上国の対立点>

- ・先進国 → 市場メカニズムを働かせるために取引は無制限とすべき
- ・途上国 → 国内省エネ努力を優先すべきであり、取引には制限が必要

表 45 CO2 排出権市場創設の動き

世界銀行「炭素基金」	<ul style="list-style-type: none"> <li>・基金を通じたプロジェクトにより CO2 を削減できた分は「排出クレジット」として出資者に還元する仕組み</li> <li>・将来は、「排出クレジット」の直接売買を通じて排出権市場となる可能性がある。</li> <li>・日本からは東京電力、三菱商事、などが出資予定</li> </ul>
ロンドン国際石油取引所 (IPE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・当面は企業同士の相対取引を行い、ある程度の規模に達したら排出権の先物取引 (36 ヶ月先まで) も想定</li> <li>・取引単位は当面は、百トン (炭素換算) で一ヶ月毎の排出量が対象。価格の値幅は 20 ペンス。</li> <li>・99 年 8 月に「テスト市場」を創設済みとのことである。</li> </ul>
シドニー先物取引所	99 年度中にも排出権取引市場を創設予定
カナダ: 温暖化ガス排出権取引実験団体「PERT」	96 年から排出権の相対取引を行っている
International Emission Trading Association	98 年 11 月に産業界主導でジュネーブに設立された排出権取引を扱う非営利組織。現在は、排出権取引を行う知識と経験を交換する場としての役割。
米国における取引	<p>99 年 1 月から CO2 排出権取引が SO2、NOx などの取引と同じ要領で開始されたとのことである。</p> <p>米国ナットソース社などが仲介した相対取引案件によると 1 トンあたり 0.75 ドル～1.5 ドル程度とのことである (現在、価格は非公開)。価格が安いのは、将来、炭素の排出権取引が行われるか不確実なためという。</p>

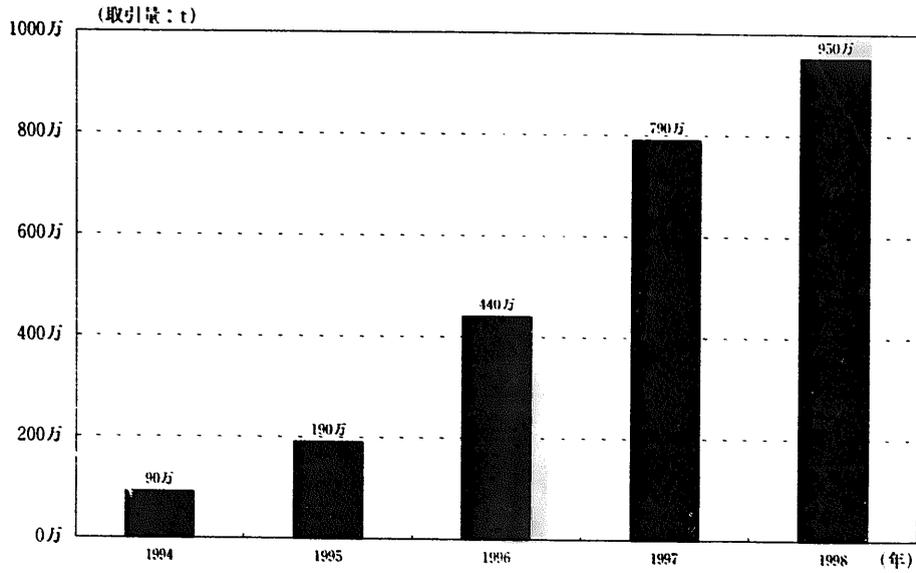
(備考) 99 年 9 月現在の状況。各種資料より三菱総研作成

表 46 米国における排出権取引市場の事例

プログラム名 (開始年～終了年)	対象地域	規制(取引)対象物質 (取引単位と名称) 許可証の有効期間	規制対象(数)	スケジュール	構成要素
排出権取引プログラム(1982～)Emissions Trading Program	各大気環境管理区域	一酸化炭素, 二酸化硫黄, 微粒子, 窒素酸化物, 揮発性有機物質(クレジット: トン/年)	—	州ごとの計画による。その他, オフセットとバブルに際し, 排出量を減らす。	ネッティング(1974)、オフセット(1977)、バブル(1979)、バンキング(1979)
ガソリンに添加する鉛の精製業者間取引(1982～1987)Inter-refinery Averaging	全米	四エチル鉛 四半期	精製業者	当初の規制値 1.10g/ガロンを, 1985年7月1日に0.50に, 1986年1月1日に0.10に強化。	トレーディング バンキング (1985年のみ)
酸性雨防止プログラム SO2 Allowance Program(Clean Air Act 1990, Title IV)	全米(ハワイとアラスカを除く)	二酸化硫黄(アラウアンス: 1トン/年) 1年	発電所の各ユニット (1995年から261ユニット, 2001年から約2500ユニット)	SO2 排出量を, 1995年1月1日までに, 1980年に比べて年間500万トン減らし, 2000年1月1日までに, 1000万トン減らし, 890万トンとする。	トレーディング バンキング
カリフォルニア低公害自動車プログラム(1994～)Low-Emission Vehicle Program	カリフォルニア州	炭化水素	自動車製造業者	車種平均の排出基準を, 1990年の0.39g/マイルから段階的に強化し, 2003年に0.062とする。	アベレイジング トレーディング バンキング ボローイング
RECLAIM(1994～) Regional Clean Air Incentive Market	南カリフォルニア 大気環境管理区域	窒素酸化物, 硫黄酸化物 (クレジット: ポンド/年) 1年	年間4トン以上排出する固定排出源 (NOx 420 SOx 41)	2004年までに, NOx を1日79トン(8.3%/年), SOx を14トン(6.5%/年)減らす。	トレーディング 移動排出源クレジット バンキング
フリートについての低公害燃料車プログラム (Clean Air Act 1990, § 246)	1980年の人工が25万人以上でオゾン環境基準が大幅に未達成の地区	非メタン炭化水素, 一酸化炭素, 窒素酸化物, 粒子状物質など(クレジット)	乗用車およびトラックを10台以上保有する者	乗用車および軽・中量トラックの場合, 98年に30%, 99年に50%, 2000年に70%の低公害燃料車を導入する。	トレーディング バンキング

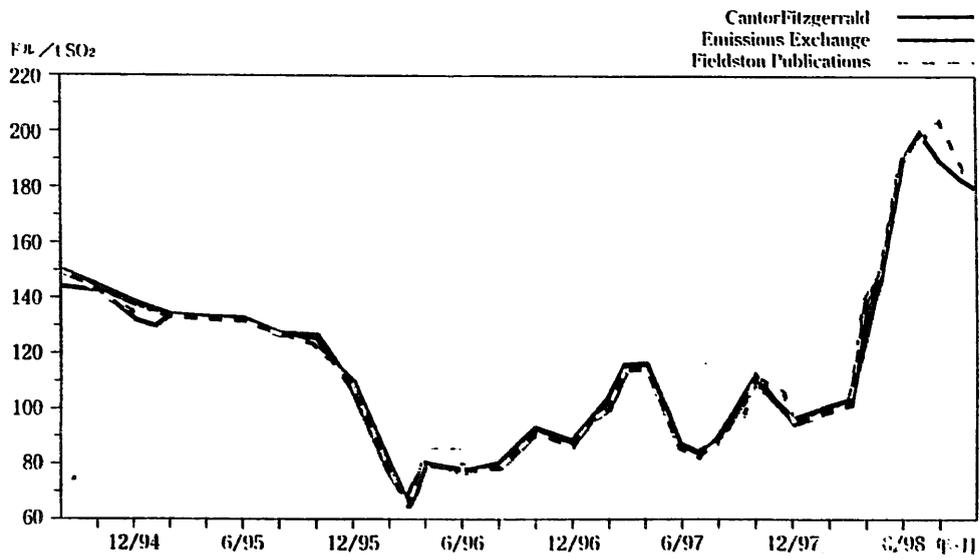
(出所) 環境プロジェクト編「持続可能性の経済学」より抜粋

図 14 米国における SOX 取引市場の規模の推移



(出所)「日経エコロジー」99年8月号より抜粋

図 15 米国における SO2 取引価格の推移



#### 4.8 参考資料について

CO2 規制の考え方としては、個別資料ごとに予測データや統計があるわけではないため、各資料の説明という形式をとらず、収集した資料を参考として CO2 規制の考え方、および現在の規制状況についてまとめた。以下に、それら資料の概要を示す。

この課題については、1997 年 12 月に行われた地球温暖化防止京都会議（COP3）の関係で議論が盛んになり、政府資料以外にも文献が多い。

表 47 CO2 規制に関する資料

資料	備考
環境税とは何か	環境庁の環境税研究会等の座長を務めた石弘光教授（一橋大学）による著書。日本における議論の状況がわかる。岩波新書
地球温暖化の経済学	天野明弘教授（関西学院大学）による著書。理論的な解説が詳しくなされている。日本経済新聞社
地球温暖化を防ぐ	佐和隆光教授（京都大学）による著書。排出権取引などのメリットを述べている。岩波新書
環境政策と税制	環境庁による「環境に係る税・課徴金等の経済的手法研究会」第1次報告書。ぎょうせい
諸外国の炭素税導入動向等調査	三菱総合研究所（1997）による報告書
地球温暖化対策と環境税	環境庁による報告書。ぎょうせい
「産業と環境」99年7月	特集として「ドイツにおける環境税導入とその概要」が組まれている。
「産業と環境」99年1月	レポート「米国における排出権取引の現状と課題」青柳雅（三菱総合研究所）
「日経エコロジー」99年8月	レポート「環境対応に市場原理生かす米国 SO2 排出権取引で汚染に歯止め」
欧州各国の環境課税及び課徴金データベース	EU ホームページよりダウンロード 「 <a href="http://europa.eu.int/comm/dg11/enveco/database.htm">http://europa.eu.int/comm/dg11/enveco/database.htm</a> 」
経団連「排出権取引・共同実施等に関する調査チーム報告書」	経団連による98年6月に出された報告書。米国における排出権取引市場創設の動向などをまとめている。
地球温暖化問題における排出権取引とその展開	「エネルギー経済」（97年11月）に掲載された論文
その他	新聞記事など

## 1.5 ベストミックスの定量評価

### 1.5.1 ベストミックスの定量評価の考え方

ベストミックスの定量評価の考え方としては様々であるが、

- 1) 電源構成（電源計画）モデルを作り、それぞれの価値を比較するもの
- 2) システムコスト最小を目的関数として設定し、制約条件のもとで最適な電源構成を求めるモデル
- 3) いくつかの発電技術の選択肢から総合評価を行う技術選択モデル

という形式が考えられる。3) については総合評価という形で発電技術にかかわらず様々な評価において用いられている。

### 1.5.2 ベストミックスに関連した既往の研究

表 48に、ベストミックスの定量評価に関する文献を挙げる。上記3つの考え方のうち、2) に関するものは日本原子力研究所の MARCAL などがあるが、1) についてはあまり存在しないと思われる。

表 48 ベストミックスの定量評価に関する資料

著者	題目	備考
内山洋司 (電力中央研究所)	経済性、セキュリティ、リスクからみた我が国の最適電源構成の検討	「電力経済研究」86年 No.1 に掲載されている論文。
内山洋司 (電力中央研究所)	総論－エネルギー技術の評価手法	「エネルギー・資源」89年5月号に掲載されている論文。
佐藤公昭 (エネルギー経済研究所)	米国電力競争市場におけるエネルギー戦略	「エネルギー経済」(93年9月)による論文。米国における電源計画を効率的に行うLCP(費用最小化計画)について詳しい。
佐川直人 (エネルギー経済研究所)	我が国の望ましい超長期の電力供給のあり方	「エネルギー経済」(96年2月)による論文。電源選択モデルなどの紹介がなされている。
電力中央研究所	エネルギー・電力需給の長期展望	電力中央研究所による84年のレポート。中では最適電源構成や高速増殖炉開発戦略などについてもまとめられている。
エネルギー資源学会	最適化モデルとエネルギー技術評価	エネルギー資源学会による「エネルギー・資源ハンドブック」に含まれており、主としてMARCALの紹介を行っている。

(1) 「経済性、セキュリティ、リスクからみた我が国の最適電源構成の検討」(電力経済研究)

「電力経済研究」(86年 No.1)に掲載されている同論文は、経済性以外の定量化し難い要因(リスク、セキュリティ、等)も含めて、日本における最適電源構成(ベストミックス)の定量的な総合評価を試みたものである。表 50の左欄に示す評価項目のもと、経済性、セキュリティ、リスクといった全く異なる分野の問題も同様に定量化して、以下の4つの電源構成シナリオについて総合評価を行うようになっている。

＜電源構成シナリオ＞

A) 原子力導入極大型

A B) 原子力重視型

B A) 多様化シナリオ

B) 原子力開発ストップ型

※各シナリオについて設備量、電力量などが示されている。(原論文を参照)

評価手法としては、表 49のようにまとめられる。結果として求めた電源計画シナリオの定量評価値は表 50のようになっている。結果としては、原子力重視シナリオが最も総合評価で優れていることが示されている。各評価要素のウエイトは、階層分析法によって決められており以下のようにになっている。

ウエイト値① 経済性：セキュリティ：リスク = 0.591：0.225：0.184

ウエイト値② 燃料供給途絶：電力供給停止 = 0.68：0.32

物理的リスク：心理的リスク = 0.54：0.46

表 49 各要素の評価手法の概要

1) 経済性	原油価格シナリオ、発電コストについてシナリオを作り試算
2) セキュリティ	技術選択の立場から、セキュリティを「経済活動及び国民生活に支障がないように電力の安定供給を可及的に自足させること」と定義し、燃料の供給途絶に対する不安と電力供給停止に伴う経済損失により評価する。 ア) 燃料途絶不安の定量化 「船積されない確率×輸送されない確率」で「不安の指標」としている。 イ) 電力供給停止による経済損失 「代替燃料コスト+短時間停電コスト」で求めている。
3) リスク	物理的リスク(人間の死亡、負傷、疾病、など)、心理的リスク、の2つのリスクについて定量化を試みている。そして、2つのリスク間のウエイトを階層分析法(AHP)により求めてリスク値を求めている。

(※各要素の定量化手法については原論文を参照)

表 50 各電源構成シナリオの評価結果

評価項目		シナリオ				規格化範囲 最良-最悪
		原子力極大 A	原子力重視 A B	多様化 B A	原子力 STOP B	
経済性〔兆円〕		10.0	9.45	9.69	10.0	9.45~12.87
セキユ リティ	燃料供給途絶	0.133	0.169	0.192	0.225	0.081~0.338
	電力供給停止〔兆円〕	2.37	3.96	3.04	1.83	0~3.68
リスク	物理的 〔損失人・日〕×10 <sup>5</sup>	6.7	7.8	8.7	9.8	6.1~1.36
	心理的	0.235	0.251	0.252	0.250	0.234~0.274
総合評価値 経済性換算〔兆円〕		10.66③	10.15①	10.44②	10.86④	

※電力停止10%と仮定し物理的リスクは全面燃料輸入の場合

(2) 「米国電力競争市場におけるエネルギー戦略」(エネルギー経済)

米国では、電源確保に対する不確実性が高まる中で、将来の自社の電源計画をもっとも効率的に行うための計画手法(LCP: Least Cost Planning: 最小費用計画<sup>3)</sup>)を開発している。連邦法においても1992年のエネルギー法改正により、電気事業者はLCP又はIRPを州公益事業委員会へ提出する義務を負うことになった。すなわち、最小の費用が達成できる電源構成(DSMも含む)を定量的に行える仕組みが全米で展開されることになったわけである。

<LCPの実施内容>

第一段階：計画期間の需要想定と供給力の状況把握

第二段階：DSM導入時の設置費用、需要曲線変化、運転計画を分析

第三段階：新規電源開発とDSMを比較し、両者の収益・費用を検討

また、一部の州では環境コストなどの外部費用についても内部化してLCPで評価するよう定められている。例えば、ワシントン州ではCO<sub>2</sub>の外部コストをLCPに適用している。

<sup>3)</sup> LCPは、供給サイドと需要サイドにおける計画を、合理的に統合しているという点から「資源統合計画(IRP: Integrated Resource Planning)」とも呼ばれている。

### (3) 「我が国の望ましい超長期の電力供給のあり方」(エネルギー経済)

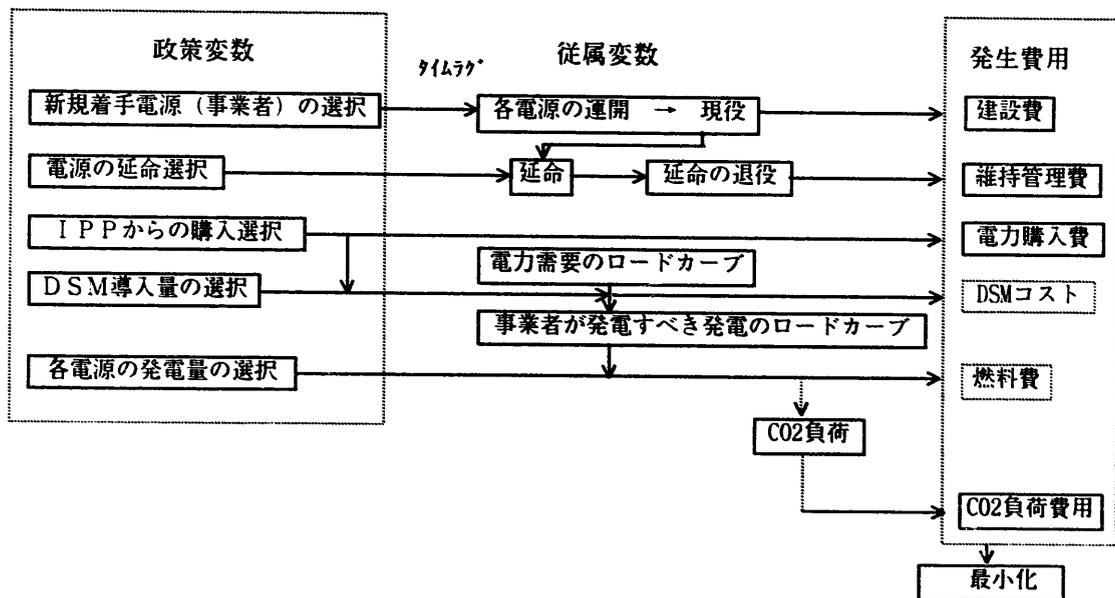
この論文で用いられている電源選択モデルは、不確実な未来社会を考慮するために評価軸として

- ・各電源 (IPP、DSM 導入も含む) のリードタイムの差
- ・将来のエネルギー価格
- ・電力需要動向の不透明性

を取り入れて、長期間にわたり発生するコスト (CO2 対策費を含む) の最小化を図るモデルである。その概要は図 16に示すとおりであり、このようなメカニズムに従い、将来の最適な電源構成をシミュレーションしている。

図 16 電源選択モデルの概要

- ◇モデルの狙い ; 不確実な将来のパラメータを考慮したダイナミックな電源選択の安定化
- ◇目的関数 ; 発電にかかわる諸費用 (CO2対策費を含む) の現在価値の最小化
- ◇モデルの構造 ;



- ◇制約条件
  - ・負荷の充足 (kW、kWh)
  - ・期間当たり電源別着手量の上限
  - ・各電源の運転条件の制約 (夏期最大時設備利用率上限、年間設備利用率上・下限、DSS、WSS条件)
  - ・情報の制約 (将来の経済環境は選択時点では確率的にしか与件ではない)
- ◇主要パラメーター
  - ・電力需要、建設費、維持管理費比率、燃料費、熱効率、所内率、揚水効率、適正資本報酬率、割引率着手から運開までの期間

(備考) エネルギー経済 96年2月号「我が国の望ましい超長期の電力供給のあり方」より抜粋

## 2. 各種電源の発電コストの超長期予測に関する調査

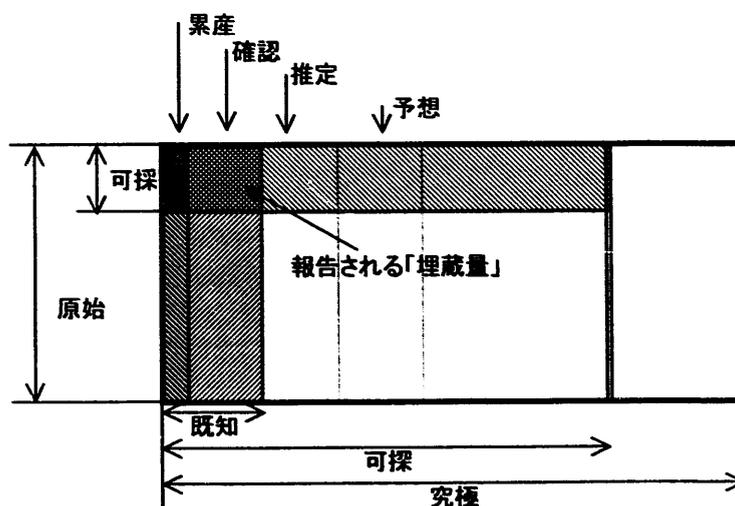
### 2.1 各種エネルギー資源の埋蔵量およびコストの将来予測

#### 2.1.1 埋蔵量について

各種エネルギー資源の埋蔵量は、Oil & Gas Journal（石油、天然ガス）、World Energy Council（石炭）等により毎年報告されている。また、BP 社は上記報告をもとに BP 統計として各種資源の埋蔵量、価格、生産量をまとめている。

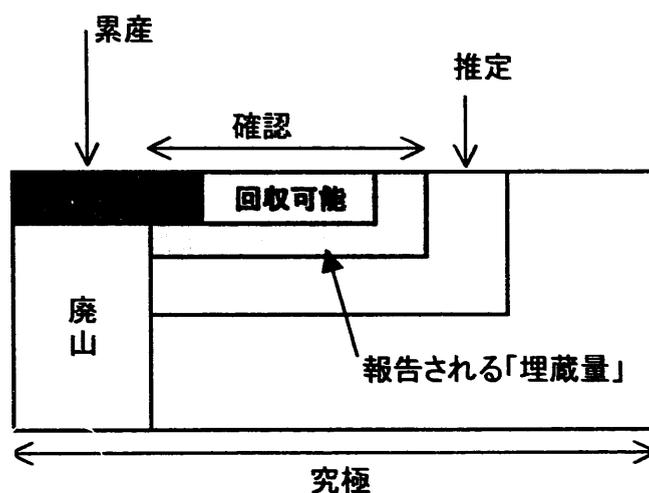
報告される埋蔵量は「可採埋蔵量」であり、これは、原始埋蔵量（油またはガス層内に存在する油またはガスの総量）のうち、現在の技術を用いて経済的に生産可能な量をさす。石油の場合、可採埋蔵量は通常原始埋蔵量の 20～30%といわれる。可採埋蔵量は確定度の高さにより、確認埋蔵量、推定埋蔵量、予想埋蔵量と 3 ランクに分別される（→図 17）。「可採年数」とは、ある年の年末の確認可採埋蔵量をその年の生産量で除した数値であり、今後の新油田の発見や回収技術の進歩については考慮されていない。

図 17 原油埋蔵量の概念図



石炭の確認可採埋蔵量の定義は、石油のそれと異なることに注意が必要である。石油の場合は「回収可能＝確認可採」であったが、石炭では、「回収可能 < 確認可採」となる。すなわち石炭では、採掘対象になりうるものは経済性度外視で「確認可採埋蔵量」としてしているのである（図 18）。また、高品位炭、低品位炭（次節参照）を区別せずに考えている。従って、石炭の埋蔵量データを見る際には、石油と同じ考え方で評価する必要がある。

図 18 石炭埋蔵量の概念図



### 2.1.2 石炭の分類

国際的な石炭の分類においては、発熱量を共通基準としている。下表に分類を示す。輸入国にとっては、Hard coal のみについて論じるべきである。

表 51 石炭の分類

無煙炭	Anthracite	5700kcal/kg 以上	Hard coal	高品位炭
瀝青炭	Bituminous coal	5700kcal/kg 以上		低品位炭
亜瀝青炭	Sub-bituminous coal	4165kcal/kg 以上	Brown coal	
褐炭	Lignite	—		

### 2.1.3 埋蔵量データ

「Oil & Gas Journal」(以下 OGJ) に掲載されているデータは、各国政府による報告及び OGJ が行う調査への回答に基づく。「BP 統計」(以下 BP) の石油埋蔵量データは OGJ をもとにしているが、アゼルバイジャン、およびカザフスタンについては独自のデータを用いている。これらの統計には、埋蔵量のほかに生産量、消費量、価格が掲載されている。BP 統計の石炭埋蔵量データには低品位炭と高品位炭を分けて掲載しており、World Energy Outlook による高品位炭の生産量を用いると、高品位炭の可採年数を算出することができる。その結果、約 128 年となり、我が国にとっては一般に言われる「200 年以上」の 6 割程度と考えるべきである。

表 52 各種資源の埋蔵量と可採年数

	データ	石油	天然ガス	石炭	石炭(高品位炭のみ)
埋蔵量	Oil & Gas Journal(OGJ)	1,034,700 (million bbl)	5,144 (trillion cubic feet)	—	BP 統計、World Energy Outlook より算定
	BP 統計	1,059,200 (million bbl)	5,170 (trillion cubic feet)	984,211(million tonnes)	
可採年数	OGJ	42.7 年	—	—	128 年
	BP 統計	41.0 年	63.4 年	218 年	

### 2.1.4 究極埋蔵量・生産量に関する諸見解

資源埋蔵量データの見方、また、将来予測に関しては様々な見解があるが、究極埋蔵量としては、石油、天然ガスについては確認可採埋蔵量の約 2 倍、石炭については約 10 倍と考える見方が多いようである。(下表参照)

表 53 各資源の究極可採埋蔵量

	石油	天然ガス	石炭(高品位炭は約 1/2)
究極可採埋蔵量	約 2000 (千 million bbl)	約 10,000 (tcf)	約 10,000,000(million t)
究極可採年数	約 80 年	約 130 年	約 2000 年
発表機関	Masters, World Energy Conf., Halbouty 等	Masters, Grossling, Halbouty 等	エネルギー総合工学研究所

その他、各種資源の埋蔵量について論じている文献は以下のように多数ある。それぞれについて概要をまとめる。

(1) 「来世紀の石油資源：前途に何があるのか？（石油の開発と備蓄、1993年8月）」

石油回収率の向上や今後発見される可能性のある石油資源を含め、何が埋蔵量の増加をもたらしかを検証している。結論として、まだ発見される可能性のある在来型石油（\$20/bbl、回収率 30%）、回収率向上による増分、深海部などの新規地帯の探鉱により生産される石油資源、超重質原油、タールサンド、シェールオイルを含めると、現在の消費量で 120～130 年分の石油供給量に匹敵する埋蔵量があるとしている。

(2) 「世界の石油開発活動の現況と埋蔵量・発見動向（石油の開発と備蓄、1996年2月）」

石油生産能力の長期展望について、いくつかの機関による予測をまとめている。Petroconsultants 社によれば、21 世紀初頭には生産能力の減退が始まり、以後急速に落ちて行くことと予測している。一方、オックスフォード・エネルギー研究所は、石油生産能力は 21 世紀半ば以降までは減退することはないとしている。また、BP 社と MIT は、技術革新が進み石油探鉱開発コストが下落していることから、見とおせる将来に生産能力低下が起こることはないとの見方である。また、同文献には石油の究極可採埋蔵量についての専門家の見解もまとめている。約 2 兆バレルとする見方が主流となっている。

(3) 「資源エネルギー年鑑 1999・2000（資源エネルギー庁）」

石油、天然ガス、石炭の埋蔵量について、Oil & Gas Journal や BP 統計の数値をもとにまとめている。石油と天然ガスの究極可採埋蔵量について、各見解がまとめられており、石油は約 2 兆バレル、天然ガスは約 10,000tcf とするのが多数である。

(4) 「石炭の資源量制約と環境制約（エネルギー経済、1999年3月）」

石炭については、BP から、埋蔵量が豊富で賦存地域も広範囲に分布していることがわかる。“安価で供給安定性に優れる資源”として今後も有望との見方が有力のようである。しかし、石炭の資源量評価にはそもそも見誤りがあり、石炭には既に資源量制約が存在する、とする論旨の報告である。石炭は高品位炭（無煙炭、瀝青炭：Hard coal）と低品位炭（亜瀝青炭、褐炭：Brown coal）に分類される。我が国のような輸入国の場合は貯蔵・輸送に適していない低品位炭は議論から除くべきであり、石炭は現在見積もられているほど豊富でない。また、確認可採埋蔵量の考え方が、石油系と石炭とでは異なることが指摘されている。石油系ではどの位の量が地上に回収されるかを考えており確認可採埋蔵量＝回収可能量であるが、石炭では地下のどの位の量が採掘対象になるかであり、確認可採埋蔵量＞回収可能量である。石炭を石油と同じ考え方で評価すると、概算の可採年数は 76 年となる。

(5) 「エネルギー需給の現状と将来 (季報エネルギー総合工学、1998年1号)」

第16回世界エネルギー会議資料をもとに、各エネルギー資源について論じている。石油、天然ガス、石炭等の埋蔵量についてまとめてあるほか、水力発電の可能発電量(包蔵水量)を全世界についてまとめ、現状の水力発電量の約4倍のポテンシャルがある(全世界)ことを示している。地熱、風力、太陽光などについては、導入の概況紹介にとどまっている。

(6) 「バイオマスエネルギーのポテンシャル評価(日本エネルギー学会誌、1999年4月)」

対象とするバイオマスとして、林産系(丸太残余、燃料木材残余、黒液、用材くず)と農業系(穀物残余、さとうきび残余、バガス)を扱っている。全世界の各地域におけるこれらバイオマス資源量とエネルギー量を見積もった結果をまとめている。年間のエネルギー量は林産系と農業系の合計で、56,280,000GJ/yとなる。さらに、エネルギープランテーション(木、草のなかでも成長の速い作物を栽培し、成長が鈍る前に短いサイクルで伐採する)として、積極的にバイオマスを生産した場合のエネルギー量は182,649,000GJ/yと試算されている。林産系、農業系、プランテーション系の合計エネルギーは原油換算で約50億kl(9電力会社の年間石油系燃料使用量の約1/5)となる。

(7) 「石油を中心とする化石エネルギーの枯渇評価(電力中央研究所報告1996年2月)」

BP統計などの石油の資源量、究極埋蔵量の見解をまとめた上で、21世紀の展望を議論している。石油、天然ガス、石炭の可採埋蔵量を生産価格と比較して示している(下表)。全て石油換算で比較できるようになっている。バレル30ドル以上の資源には、オイルシェールやタールサンド、採掘条件の厳しいガス田、低品位炭を含む。

表54 化石エネルギー資源のコスト別可採埋蔵量(原油換算、兆バレル)

燃料	累積生産量	残存埋蔵量			小計
		~\$20/bbl	\$20~30/bbl	\$30/bbl~	
石油	0.7	1.50	1.01	1.62	4.13
		~\$20/bbl	\$20~30/bbl	\$30/bbl~	
天然ガス	0.3	1.60	0.47	4.43	6.5
		~\$10/bbl	\$10~15/bbl	\$15~30/bbl	
石炭	0.9	11.0	5.9	5.7	22.64

(8) 世界エネルギー会議資料

第3部“Role of developing sources, systems and services”における化石燃料ポテンシャルのセッションで、天然ガスハイドレードや大深度地層などにある「非在来型」石油資源、また、オイルシェールなども含めて資源量の議論がなされている。表55に、資源量をまとめる。ここで、非在来型とは、現在では技術的に採掘が難しいものであり、図17における原始埋蔵量の一部と考える。括弧内の年数は、埋蔵量を1998年の消費量で割った値である。天然ガスの究極可採埋蔵量が200年を超えていることが、他の推定と比較して特徴的である。

表55 世界エネルギー会議における化石燃料資源量

		消費量 (1998年)	確認埋蔵量	究極埋蔵量
天然 ガス	在来型 (可採)	1.9	141 (74年)	420 (221年)
	非在来型	—	192 (101年)	450 (237年)
石油	在来型	3.6	150 (42年)	295 (83年)
	非在来型	—	193 (54年)	525 (146年)
石炭	石炭	2.2	606 (275年)	3,400 (1545年)

(出所) 世界エネルギー会議資料中の文献

- ・Steinbauer, et al., “Natural gas pipelines : Key infrastructure for world development”
- ・Collett, et al., “Resource potential of natural gas hydrates”
- ・Bauquis, “What future for extra heavy oil and bitumen” 等より作成

## 2.1.5 各資源の価格予想について

原油、天然ガス、石炭の1998年末時点の価格については、BPにまとめられている。また、「International Energy Outlook」、「World Energy Outlook」にある、各資源の価格予測（～2020年）を下図に示す。

図19 石油の価格予測（International Energy Outlook）

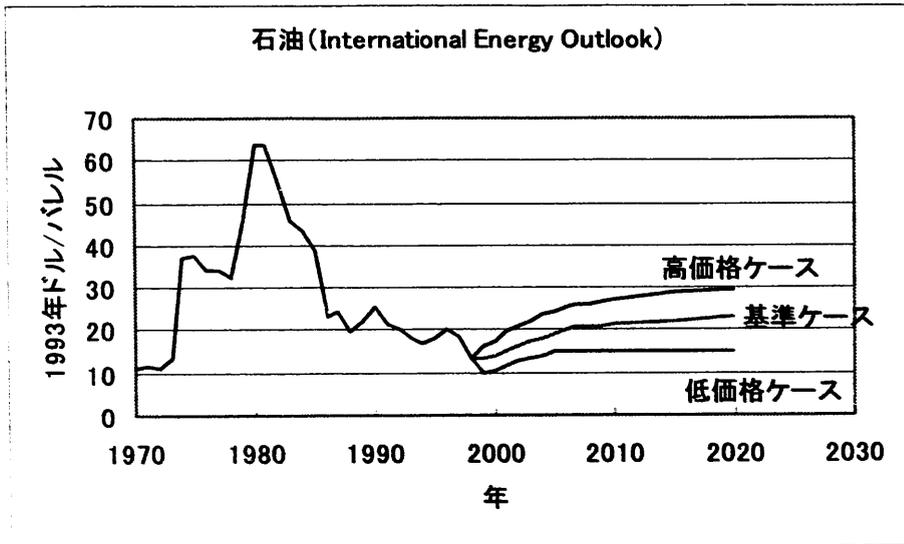


図20 石油の価格予測（World Energy Outlook）

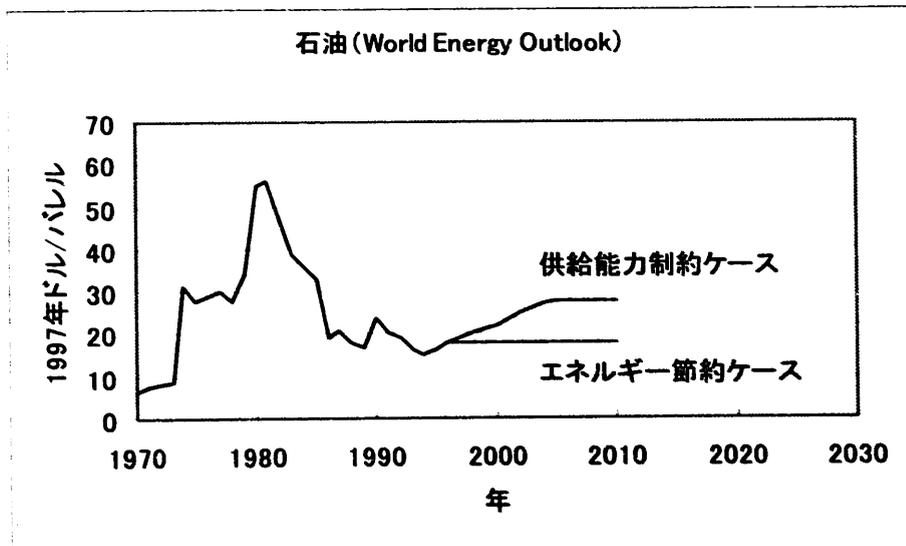


図 21 天然ガスの価格予測 (World Energy Outlook)

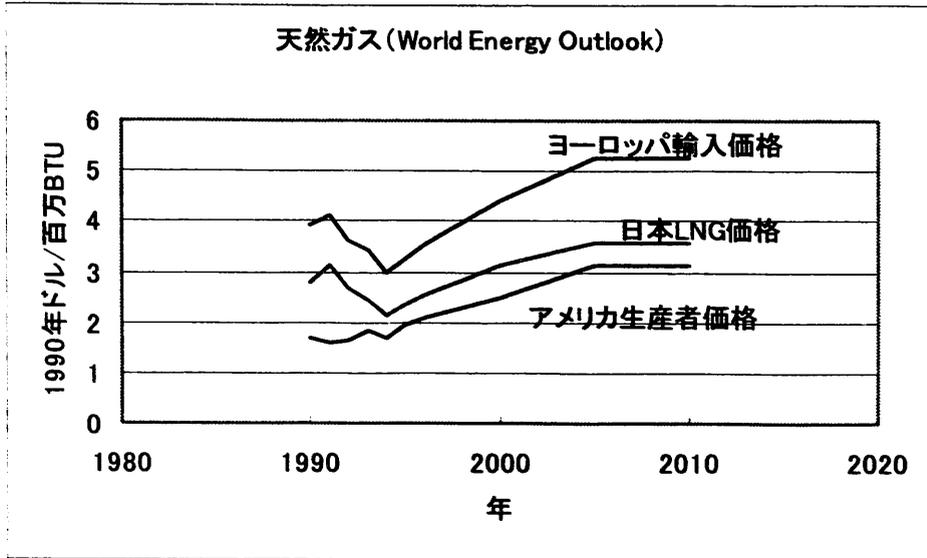
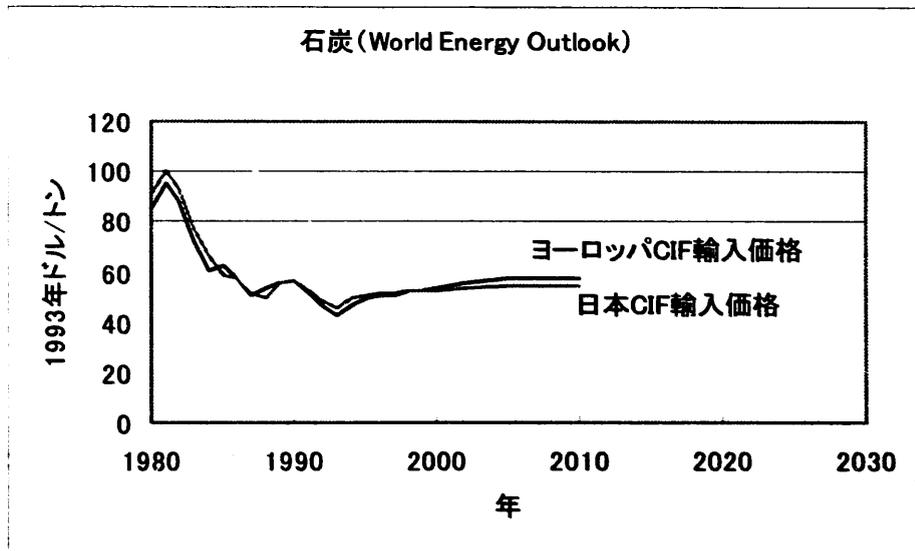
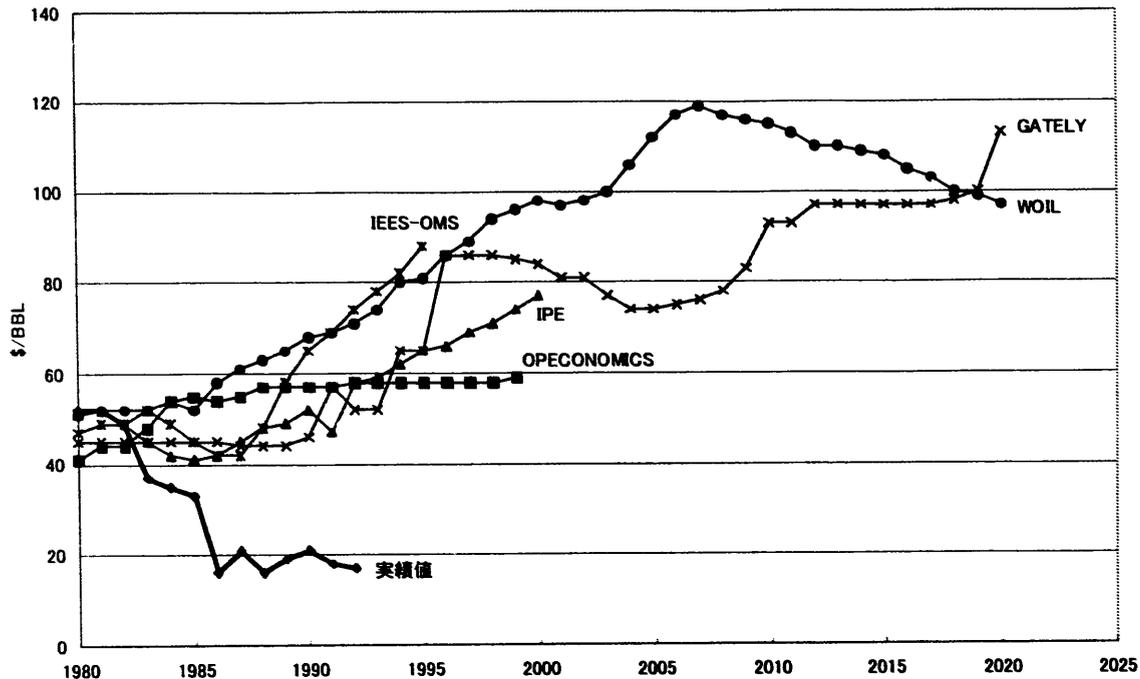


図 22 石炭の価格予測 (World Energy Outlook)



原油価格の予測は今までも行われてきているが、長期的な予測（10年以上）ではほとんど当たった例はない。図 23に、1980 年ごろ行われた 1990 年までの原油価格予想を、実際の価格とともに示す。

図 23 これまでの原油価格予測と実績値の比較



原油価格予想が大きく外れてきた原因を考察した報告がいくつかある。最大の原因として考えられているのは、「ホテリングの理論」が土台にあったことが挙げられている。また、近年では、「カオスの理論」を石油市場に当てはめて、石油市場は予測不可能性であるという見解も報告されている。

ホテリング理論

埋蔵量があらかじめ把握されている枯渇性資源の価格は、  

$$\text{価格} - \text{コスト} = \text{粗利益}$$

が、現在価値割引引き率と同等の率で上昇する。

つまり、資源保有者＝生産者にとっては、今年1バレルの石油を売っても10年先に1バレルの石油を売っても現在価値で等価にならなければならない。将来の石油1バレルあたりの利益に利子率以上の上昇が見こめない場合、現在できるだけ生産して売ってしまい、その売上の利子を受け取るほうが有利となる。その場合は将来に供給不足を招き価格は結局上昇する。

石油市場においては、

- ・埋蔵量に大きな追加がない。
- ・資源保有者は競争的で経済合理性に基づいて行動する（政治的動機では行動しない）。

という前提が成り立たないために妥当しなかったと考えられている。

以下に、価格予測に関する諸見解について概要をまとめる。

(1) 「International Energy Outlook 1999 (DOE/EIA)」

石油価格の2020年までの将来予測を行っている。1998年に行われた予想に対し、同年の石油価格急落が2007年までに回復するとしたものを標準ケースとしている。さらに、石油消費量が一日あたり3200万バレル、4600万バレルとなった場合についてそれぞれ予想価格を示している。標準ケースでは22ドル/bblとなるが、低価格ケース、高価格ケースではそれぞれ約14ドル/bbl、30ドル/bblと予測されている。

(2) 「石油価格の長期予測と外国石油会社の戦略の変遷(石油の開発と備蓄 1994年4月)」

石油価格の長期予測(10年スパン)の実績が紹介されているが、全く当たっていない例が多い。例えば1981年に国際エネルギーワークショップ(IEW)で予測された1990年の石油価格は\$70/bblであった。また、同時期にスタンフォード大学では\$65/bblと予測していた。当たらない原因として、ホテリングの理論が妥当しないことが考えられるとしている。

(3) 「長期石油価格観の新潮流と広がる価格変動リスク・マネジメント(石油の開発と備蓄 1994年2月)」

長期石油市場の予測不可能性が紹介されている。多数の供給側と需要側の相互作用によって時々カオス状態を示す長期石油市場は、カオス理論からくる予測不可能性により長期予測は不可能と主張している。

(4) 「世界の石油生産コストの分析と低石油価格の影響(石油の開発と備蓄 1987年6月)」

石油生産コストを地質調査・物理探鉱調査・掘削に分けて各段階におけるコスト要素の分析などが行われている。

(5) 「World Energy Outlook (1995)」

石油、天然ガス、石炭について、2010年までの価格予測を含めた供給展望が示されている。

石油価格については、「供給能力制約ケース」と「エネルギー節約ケース」について価格を想定している。「供給能力制約ケース」では、需要圧力のために価格は徐々に押し上げられると想定されている。「エネルギー節約ケース」では、省エネルギー技術が拡大すること、消費者の側で省エネが進むことにより、需要圧力が抑制され、価格は現在の水準で推移するとしている。

天然ガス価格予想は、「供給能力制約ケース」をもとに想定されている。石油価格（供給能力制約ケース）とほぼ足並みをそろえて価格が上昇するという結果になっている。

石炭価格についても、「供給能力制約ケース」を仮定して想定されており、徐々に上昇している。

## 2.1.6 資源埋蔵量に関する資料について

以上の議論において参考にした資料を以下にまとめる。

表 56 エネルギー資源の埋蔵量・コスト将来予測の関連資料

資料名	備考
Oil & Gas Journal	石油、天然ガスの埋蔵量・生産量・可採年数を掲載。
BP 統計	石油・天然ガス・石炭の埋蔵量・生産量・可採年数・価格を掲載。
石油の開発と備蓄（現・石油ガスジャーナル）	石油の究極埋蔵量についての諸見解、価格予測に関する報告について抜粋。
International Energy Outlook 1999 (DOE/EIA)	各機関による石油価格予測をまとめて掲載。
季報エネルギー総合工学	「エネルギー需給の現状と将来」
World Energy Outlook 1995 (OECD)	石油・石炭・天然ガスの価格予測。
日本エネルギー学会誌	バイオマスエネルギーのポテンシャル評価
電力中央研究所報告	「石油を中心とする化石エネルギーの枯渇評価」
世界エネルギー会議資料	Div.3 に、“Mid-term supply potential for fossil fuels”というセッションがあり、埋蔵量に関する議論がなされている。
資源エネルギー年鑑（1999・2000）	各資源の可採年数について諸見解を紹介。
エネルギー経済	「石炭の資源量制約と環境制約」1999.3

## 2.2 各種電源の将来プラントの性能

### 2.2.1 各種電源の技術展望

火力発電、水力発電、また、各種新エネルギーについて、将来プラントの性能（発電効率、発電容量、等）がどの程度向上していくのか、表 57に挙げた文献をもとにその展望を調査した。文献では、現在開発中の技術に関する記述が中心であり、2010 年前後の実用化目標としているものが多い。ただし、日本原子力研究所による温暖化シミュレーションでは、2050 年における各種プラント（火力、水力、地熱、太陽光、風力）の想定性能が用いられている。表 58に、各種プラントについて、その将来展望をまとめる。

表 57 各種電源の将来プラント性能に関する文献

資料	予測期間	備考
火力原子力発電		現在開発が進められている火力・原子力発電プラントの性能について詳しい記述が多い、また、複合発電について将来展望が報告されている。
新エネルギーの将来コストと導入量の見通し	～2030 年	エネルギー総合推進委員会
エネルギー・資源		発電技術の高効率化に向けた技術動向。火力発電が中心。
日本原子力研究所報告書	～2050 年	我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割
電力土木		21 世紀における水力発電の役割などが報告されている。
日本エネルギー学会誌		廃棄物発電、バイオマス発電について、現状と今後の展望が報告されている。

表 58 各種プラント性能の将来展望

電源	展望
火力	<p>ガスタービンの高温化と複合発電による高効率化が主流になる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・天然ガス複合発電 既に実用化されている。今後、1700℃級ガスタービンが開発されると熱効率 60%以上が期待される。</li> <li>・石炭ガス化複合発電 実用化に近い技術である。天然ガス複合と同様に、ガスタービン高温化により 60%以上の熱効率が期待される。</li> <li>・燃料電池複合発電 現在、大型化に取り組んでいる。現時点での電池性能、タービン性能で 60%以上の発電効率が得られる。</li> <li>・MHD 複合発電 現在は実験室レベルの段階であり、商用化を目指すには至っていない。実用化されれば 50%以上の効率が見込まれる。</li> </ul>
水力	<p>技術が成熟化しており、21 世紀においても現在の性能レベルであると考えられる。今後は中・小型のものを中心に導入される見通しである。</p>
太陽光	<p>家庭用を中心に開発が進むと考えられる。効率 20%が目指されているが、12.5%程度であるという見方もある。</p>
風力	<p>現在では 500kW 級以上のものが実用化されている。1 MW 級が普及するとの見方もあるが、大型化するため制度上（航空法等）の制約がある。性能は、設備より風況条件に大きく依存する。風況の良好な地点に建設したとして、設備利用率は 20～35%程度になると考えられる。</p>
廃棄物	<p>現段階では効率 20%程度（蒸気条件：400℃、30 気圧）であるが、30%達成（蒸気条件：500℃、100 気圧）の開発が行われている。RDF 発電（効率約 30%）も開発されている。さらに、天然ガス等を用いて複合発電とすることで高効率化が図られる。</p>
地熱	<p>規模としては数万 kW 級が主流である。</p>
バイオマス	<p>それぞれのバイオマスに応じたエネルギー変換技術の開発が必要であり、発電プラントとしての性能を評価できる段階ではない。</p>

## 2.2.2 参考資料の概要

表 57に示した資料について、それらの概要をまとめる。

### (1) 「火力発電所の計画（火力原子力発電 1999 年 4 月）」

現在の火力発電プラント性能の動向が記されている。高効率化と大容量化を目指して進められてきた火力プラントは、現在では単機容量 100 万 kW を超えるものも建設されている。また、1500℃級のガスタービンの開発が進み、熱効率は高いもので 50%を超える。更なる高効率化をはかるため、複合発電方式の技術開発が積極的に行われている。

### (2) 「複合発電（火力原子力発電 1997 年 4 月～1998 年 5 月）」

複合発電としては、既に実用化されている天然ガス複合発電と、ほぼ実用化が見えている石炭ガス化複合発電のほかに、燃料電池複合発電、電磁流体（MHD）複合発電の開発が進んでいる。天然ガス、石炭ガス化については、ガスタービンの更なる高温化が目指されており、1500℃なら熱効率 54%、1700℃なら 60%を超える。燃料電池複合発電については、現在の燃料電池性能に基づく試算で 55～60%となっており、MHD 複合発電では 50%以上が見込まれている。

### (3) 「新エネルギーの将来コストと導入量の見通し（エネルギー総合推進委員会）」

太陽光発電は、2030 年の予測として家庭部門用に 3～4k 程度の小型電池、業務・産業部門に 10kW を超えるものが想定されている。燃料電池については、リン酸型（PAFC）の開発が進んでおり、現在世界最大級の出力 11,000kW 機が、23,000 時間を越える運転実績を残している。次世代型として、熔融炭酸塩型（MCFC）、固体電解質型（SOFC）、固体高分子型（PEFC）の開発が行われており、数 10kW 級の規模での運転実績がある。風力発電については、欧州での開発が進んでおり、現在は 600kW 級が主力である。数年内には 1MW 級が主流になると考えられている。600kW 級の風力発電設備はその高さが 60m を超えるため航空法上の問題が生じる、といった制度的問題が大型化の歯止めになっている面もある。地熱発電に関しては、これまでにバイナリーサイクル発電の研究が主に進められ、1MW 級の実証試験が行われている。しかしながら、適切な媒体がない（実証試験では代替フロンが使われた）などの理由により、商業ベースの実用化は期待できないとしている。一方で、高温岩体発電の研究へとウェイトが移されつつあり、2010 年代に 10MW 級の実証試験が目指されている。高温岩体発電は NEDO と電力中央研究所が取り組んでおり、今後、より詳細な資料を収集する予定である。

(4) 「発電技術の最近の動向（エネルギー・資源 Vol.2 No.2 1999）」

発電効率の高効率化に向けた技術動向として、蒸気タービン、ガスタービンの単機熱効率向上技術動向、また、複合発電とした場合の高効率化の動向を紹介している。1500℃級ガスタービンでは、単体で38%以上、複合プラントとして58%程度の熱効率が得られている。

燃料電池複合発電技術については、固体電解質型（SOFC）に天然ガスを燃料として用いることにより、発電効率65%が得られることが期待されている。現在、大型モジュール化に向けて開発が進められている。

石炭ガス化複合発電システムについても、ガスタービンの高温化により50%以上の熱効率が期待されている。システム信頼性向上と建設コスト低減を課題として取り組んでいるが、実用化に近い技術であるといえる。

(5) 「我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割（日本原子力研究所報告書、1999年3月）」

我が国の長期エネルギーシステムを対象に二酸化炭素排出削減ポテンシャルと費用に関する分析を行っている。対象期間は1990年から2050年である。分析を行うにあたって、各エネルギー技術についての性能データ（効率、耐用年数、設備利用率、建設コスト）が必要であり、それらデータの整備を行ってきた。下表に、主要発電技術の特性データ（2050年の想定値）を示す。

表 59 主要発電技術等特性データ（2050年の想定値）

発電技術	耐用年数 (年)	稼働率上限 (%)	発電効率 (%)	建設費 (円/kW)
石油火力	30	50	42	202,000
石炭火力	30	70	40	233,000
LNG 火力	30	65	54	212,000
LNG 複合サイクル	30	65	61	256,000
水力	60	53	—	916,000
地熱	20	80	—	600,000
太陽光	20	12.5	—	303,000
風力	20	24	—	320,000

(6) 「21世紀のエネルギー問題 ―主として水力― (電力土木、1995年3月)」

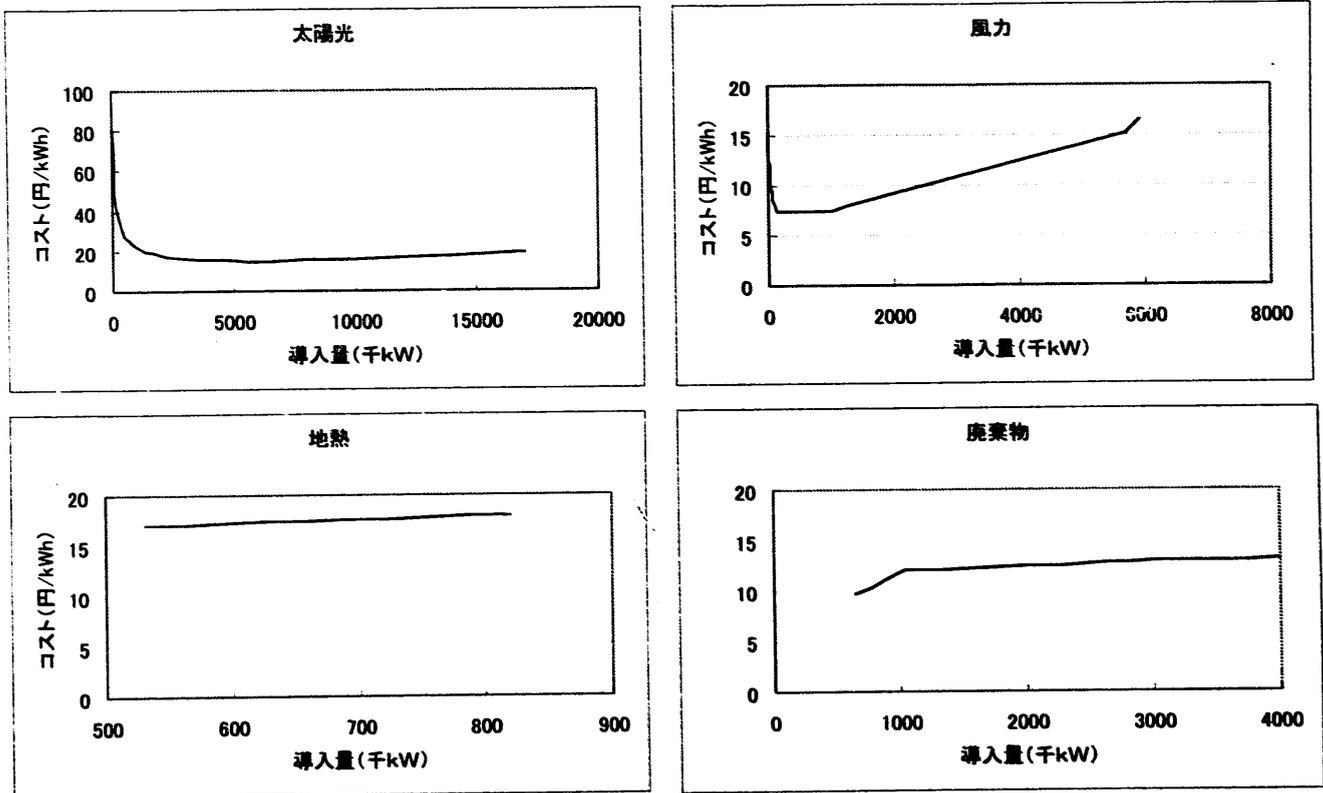
水力発電のポテンシャルと、21世紀に向けての動向が述べられている。水力発電のポテンシャルは包蔵水力で表される。理論包蔵水力(地表に降った雨・雪が蒸発・浸透することなく全て海に注ぐと考えたとき、海面に対して持っている位置エネルギーの総和)としては概ね7000億kWh/年と試算されている(新エネルギー財団、昭和58年)。このうち、技術的、経済的に開発可能なものが一般に言われる包蔵水力であり、1995年時点で1342億kWh/年が得られている。現在、水力発電電力量は年間1000億kWh程度であることを考えると、水力資源の7割を利用していることになる。今後は中小水力の開発が中心になるとの見通しだが、規模が小さいため電力量あたりのコストが高くなることが問題である。

## 2.3 各種電源の発電コストの将来予測

### 2.3.1 各種新エネルギーのコスト予測

火力（石油、石炭、天然ガス）発電の発電コストは、各燃料のコストの動向に大きく依存する。また、水力については、建設コストは若干割高であるが運転コストの安定性は優れている。ここでは、各種新エネルギー（太陽光、風力、廃棄物、地熱）の発電コストの予測をまとめる。次節で紹介するように、コスト試算は習熟関数を用いて導入量に対して算出されている。以下に試算結果を示す。

図 24 各種新エネルギーの発電コスト予測



### 2.3.2 発電コスト予測に関する文献の概要

新エネルギーについては、その導入量を見通すにあたって発電コストの試算が必要になるため比較的長期（～2030年）の予測が行われている。火力発電等、既存の発電方式に関しては、現在のコスト構造や実用化に近い新技術のコスト見通しといった近い将来（～2010年程度）について述べられている。以下に、各資料の概要を記す。

表 60 各種電源の発電コスト将来予測の関連資料

	文献	予測期間	備考
1	「新エネルギー・省エネルギー導入効果分析調査」報告書	～2030年	MRIによる新エネルギーコスト試算
2	新エネルギーの将来コストと導入量の見通し	～2030年	エネルギー総合推進委員会
3	エネルギー経済	—	湯浅俊昭、「電源別発電コストの将来動向」、1992年11月号
4	電力中央研究所報告書	—	内山洋司、“新エネルギー技術評価手法の体系化2 新エネルギー技術の発電コストと経済的開発価値—石炭新発電方式への試算例—”
5	日本原子力研究所報告書	～2050年	我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割

(1) 「新エネルギー・省エネルギー導入効果分析調査（株式会社三菱総合研究所）」

各種新エネルギー（太陽光、風力発電、廃棄物発電）の導入量増加に伴うコスト変化を試算している。エネルギーシステムの設備コストは、その導入普及量の増加に伴い低減すると仮定し（習熟効果）、習熟関数を用いて算出している。その結果、太陽光発電、風力発電については、習熟効果によりそれぞれ約 15 円/kWh、約 7.5 円/kWh までコストが低下することが予測された。廃棄物発電については習熟効果はほとんどないと想定し、17～18 円/kWh で推移するという試算結果になった。

習熟関数

習熟係数 F：普及量が 2 倍になった時の設備コストの低減率

習熟係数  $\beta$ ： $\beta = -1 \times \log F / \log 2$

$$C_{i_x} = C_{I_0} \times ((X+X_0) / X_0)^{-\beta}$$

$C_{i_x}$ ：ある時点における設備イニシャルコスト

$C_{I_0}$ ：イニシャルコスト初期値

X、 $X_0$ ：普及数

F：過去の普及数と価格低下の傾向を参考に各エネルギー毎に想定する。

(2) 「新エネルギーの将来コストと導入量の見通し（エネルギー総合推進委員会）」

2030年までの新エネルギー（太陽光、燃料電池、風力、地熱）の導入量見通しを試算し、その結果から、各エネルギーの発電コストを評価している。コスト予測には、習熟関数を用いている。導入量予測は導入支援策により大きく影響されるため、ここでは、実力ケース（導入支援策無し）、基準ケース（現状レベルの導入支援策）、促進ケース（導入支援策が追加的に強化されたケース）についてそれぞれ推計されている。

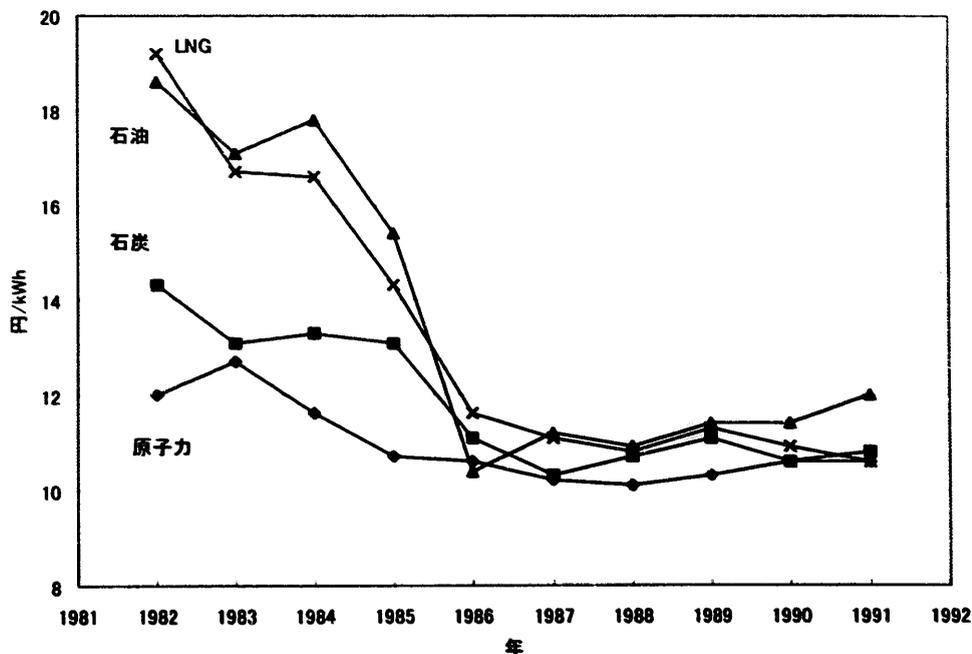
表 61 新エネルギーコスト予測（エネルギー総合推進委員会）：実力ケース

太陽光	燃料電池	風力	地熱
約 33 円/kWh	約 22 円/kWh	約 10 円/kWh	約 18 円/kWh

(3) 湯浅俊昭、「電源別発電コストの将来動向」、エネルギー経済 1992年11月号

日本エネルギー経済研究所では、当該年度を基準として前後3年度、合計7年度中に運開した、および運開予定の発電所全てを対象にして、発電コストを推計している。1982年～1991年までの試算結果をまとめると、下図のようになる。近年の低原油価格を反映し、発電コストは石油火力を除いて甲乙をつけがたい状況となっている。

図 25 電源別発電コストの推移



(出所) 湯浅、エネルギー経済、1992年11月、p.50 よりMRI作成

さらに、建設費、原子燃料費、化石燃料費を以下のように仮定し、2000年度に運開予定の発電プラントにおける発電コストを予測している。

建設費	原子力	1992年にピーク。その後減少傾向
	石油火力	1985年に15万円/kW、1990年20万円/kW超。その後上昇傾向。
	石炭火力	1995年に約30万円/kWとなり、その後横ばい。
	LNG火力	1992年までは23.4万円/kWで横ばいだが、その後は増加傾向。
原子燃料価格		ウラン価格は2000年に向けて横ばい。濃縮料金は増加すると仮定。
化石燃料価格	低価格ケース	2000年に15ドル/bbl、LNG、石炭は石油価格とリンク。
	高価格ケース	2000年に25ドル/bbl、LNG、石炭は石油価格とリンク。

その結果、2000年度運開分の発電コストの推計結果は次のようになった(単位:円/kWh)。石炭火力、LNG火力ともに、1992年運開分よりも高くなっている。それぞれ建設費が1992年より高くなると仮定したことが要因である。

	原子力	石炭火力	LNG火力
化石燃料低価格ケース	9.57	11.85	12.35
化石燃料高価格ケース	9.57	11.36	10.75

(4) 内山洋司、“新エネルギー技術評価手法の体系化2 新エネルギー技術の発電コストと経済的開発価値—石炭新発電方式への試算例—”

石炭新発電方式として、表 62の 6 種類を挙げ、発電コストを算出している。発電コスト算定に必要なパラメータである燃料価格、発電効率、金利、環境対策費に関しては、将来の動向を低ケース（確率 25%）、中間ケース（同 50%）、高ケース（同 25%）の場合に分けて値を推定している。償却方法として、定額法、定率法、減債基金法を用いて計算した評価結果を表 63 に示す。特に期待できるのは、石炭ガス化複合発電と、新鋭微粉炭発電という結果となった。

表 62 算定対象とした石炭新発電方式

新鋭微粉炭火力	常圧流動床蒸気	加圧流動床複合発電	石炭ガス化複合発電	MHD複合発電	燃料電池複合発電
超臨界圧タービン	常圧流動床ボイラ	ガスタービン + 蒸気タービン	ガスタービン + 蒸気タービン	MHD 発電 + 蒸気タービン	燃料電池 + ガスタービン + 蒸気タービン

表 63 各石炭火力発電方式の発電コスト (円/kWh)

	定額法	定率法	減債基金法
新鋭微粉炭火力	19.62	19.56	19.66
常圧流動床発電	19.81	19.75	19.85
加圧流動床発電	20.15	20.08	20.19
MHD複合発電	21.10	21.03	21.15
ガス化複合発電	19.55	19.46	19.59
燃料電池複合発電	21.19	21.13	21.24

## 2.4 廃棄物に関わる外部コスト

### 2.4.1 廃棄物に関わるコストの比較

発電に関わる廃棄物として代表的なものは、火力プラントからの SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、CO<sub>2</sub>、また、原子力発電所からの放射性廃棄物である。SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub> については、その排出抑制技術がすでに商用化されているが、CO<sub>2</sub> に関しては、開発段階である。ここでは、特に CO<sub>2</sub> について、その排出に関わるコストをまとめる。

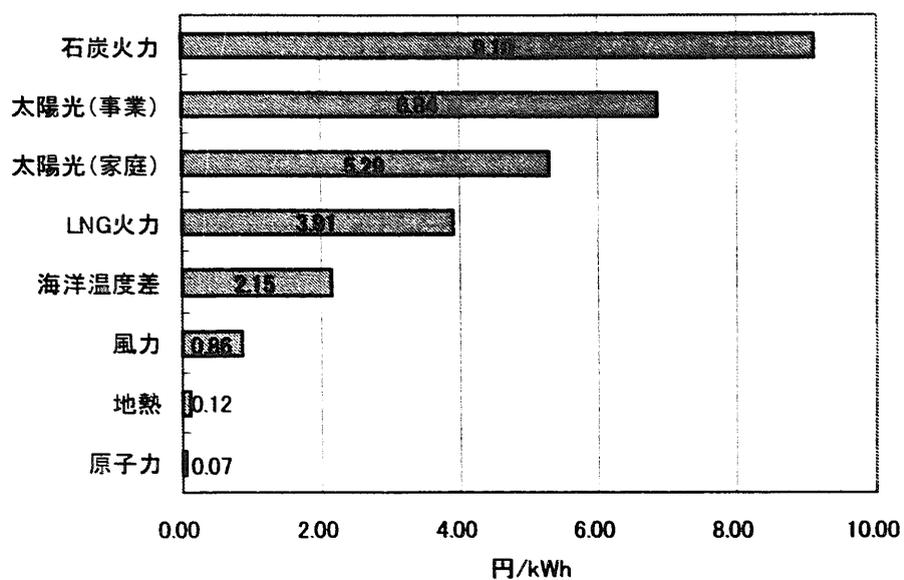
CO<sub>2</sub> に関わるコストについては、排出による損害コスト（CO<sub>2</sub> 排出によって引き起こされる損害額）、CO<sub>2</sub> を回収するために必要なコスト、また、化石燃料使用に対する課徴金が試算されている（表 64）。これらを単純に比較すると、損害コストが最も安いですが、回収コストは技術開発によって下がっていく可能性を持っている一方で、損害コストは CO<sub>2</sub> 発生量増加にともなって永遠に増加していくため、排出抑制を考えるよりも温暖化を我慢したほうがよいということにはならない。

表 64 火力プラントの CO<sub>2</sub> 関連コストの比較

コストの種類	値段	文献	備考
損害コスト	1~3 円/kWh	杉山大志、他、「地球温暖化によるグローバル損害コスト評価の現状」、電力中央研究所報告、1993 年	温暖化による影響（湿地の損失、種の絶滅、電力料金増加、死亡率や大気汚染など）をそれぞれ定量化した結果を発電コストに追加。大気中 CO <sub>2</sub> 量が現在の 2 倍になったとして試算。
回収コスト	4.7~13.6 円/kWh	本藤祐樹、内山洋司、「火力発電プラントの環境対策コスト分析」、1991 年	現在開発中の脱炭技術（6 手法）についてコストを分析。
課徴金	2.9~5.3 円/kWh	山地憲治、他、「中期経済予測システムの開発と応用」、電力経済研究、1990 年 3 月	2005 年の CO <sub>2</sub> 排出量を 1998 年と同水準にするためには、1990 年から毎年 4000 円（炭素換算 1 トンにつき）を課する必要があると試算。

火力発電以外についても、プラント製造過程などを含めたライフサイクルで評価した場合は CO<sub>2</sub> 発生量を見捨てることはできない。図 26 に、各発電プラントに関わる CO<sub>2</sub> 発生量をゼロにするためにかかるコストをまとめた。これは、文献（内山洋司、「トータルシステムから見た発電プラントの CO<sub>2</sub>/コスト分析」、エネルギー経済、1993 年 4 月）の CO<sub>2</sub> 排出原単位と二酸化炭素 1 トンあたりの削減コストから計算したものである。出力の小さい太陽光発電は単位電力量あたりのコストが大きくなることが現れている。

図 26 各種発電プラントの CO2 削減費用



(出所) 内山洋司、エネルギー経済、1993年4月、(p.27-35) より MRI 作成

## 2.4.2 廃棄物コスト評価に関する諸見解

廃棄物コストの試算例は、表 65に示すように数多く存在する。以下に、各文献の概要を示す。

表 65 廃棄物に関わる外部コストの関連資料

資料名	著者・題目・備考
電力中央研究所報告書	杉山大志、他、「地球温暖化によるグローバル損害コスト評価の現状」、Y94012
	本藤祐樹、内山洋司、「火力発電プラントの環境対策コスト分析」、Y92009
「水力発電の経済性評価（応用編その1）」、鈴木巧、日刊電気通信社	水力発電の CO2 排出抑制によるメリットを主張するために、火力発電の環境対策費について記述している。
電力経済研究	山地憲治、他、「中期経済予測システムの開発と応用」、1990年3月
エネルギー経済	小松崎均、「わが国電気事業のコスト分析と今後の課題」、1995年9月
	内山洋司、「トータルシステムから見た発電プラントの CO2/コスト分析」、1993年4月
	塚田綱二、他、「わが国の環境緩和技術の発展と国際的な技術協力への視点」、1993年3月
	高橋力裕、他、「リパワリング分野における天然ガス利用の将来展望」、1995年10月
原子力 eye	岡田俊郎、「地球温暖化対策とエネルギー政策」、1998年3月
J. Fusion Energy 誌	Y.Seki et al., "Preliminary Comparison of Radioactive Waste Disposal Cost for Fusion and Fission Reactors", Vol.16, No.3, 1997.
「発電コスト予測(下)」	NEA と IEA が共同でまとめた報告書を日本原子力産業会議より刊行したもの。(1999年8月)
太陽エネルギー	加藤和彦、「太陽光発電システムの CO2 排出削減効果」、太陽エネルギー、Vol.25, No.4, 1999
Electricity Generation and Environmental Externalities: Case Study	米国エネルギー省で 95 年にまとめられた発電による環境外部性のケーススタディ。

(1) 杉山大志、他、「地球温暖化によるグローバル損害コスト評価の現状」、電力中央研究所報告、1995年5月（報告書番号 Y94012）

地球温暖化によるグローバル損害コスト評価の現状についてレビューを行い、その結果をもとに、現時点での石油火力発電による CO2 排出損害コスト（CO2 排出によって引き起こされる損害額）を算出している。

損害コスト評価研究として、Nordhaus、Cline、Frankhauser の三者による、大気中 CO2 濃度倍増時の損害コスト積み上げ評価を取り上げて比較している。世界全体の損害コストの GNP 比率は、Nordhaus：1.0%、Cline：1.1%、Frankhauser：1.5%と、1%程度という結果で概ね一致を見ている。温暖化損害の項目は以下の通りである。

	Frankhauser (1993) <sup>a</sup>	Cline (1992) <sup>a</sup>	Nordhaus (1991) <sup>a</sup>
海岸防護	0.2	1.0	7.5
非湿地損失	2.1	1.5	3.2 <sup>b</sup>
湿地損失	5.6	3.6	d
種の多様性	6.4	3.5	d
農業	7.4	15.2	1.0
林業	1.8	2.9	Small
漁業	—	—	Small
エネルギー	6.8	9.0	1.0
水資源	13.7	6.1	d
他の部門	—	1.5 <sup>c</sup>	d
アメニティ	—	—	d
死亡・疾病	16.6	>5.0	d
大気汚染	6.4	>3.0	d
移住	0.5	0.4	d
自然災害	0.2	0.7	d

(備考) a) 単位：bil.\$ (1988年価格に換算)

b) 土地損失の総額

c) 旅行

d) 評価せず。全体で GNP の 0.75% と想定

この結果から、CO2 濃度倍増時に損害コストが GNP の 1% に達するという仮定のもとに、発電費用への追加コストを評価した。その結果、現時点での火力発電による CO2 排出損害コストは最大で 1~3 円/kWh 程度となった。

(2) 本藤祐樹、内山洋司、「火力発電プラントの環境対策コスト分析」、電力中央研究所報告、1991年8月(報告書番号 Y92009)

火力発電プラントのSO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、CO<sub>2</sub>対策技術の経済性を分析し、わが国の石炭火力とLNG火力を対象に、脱硫・脱硝・脱炭技術が発電効率や発電コストに与える影響と、各対策技術の環境コストを試算している。

検討対象とした脱硫・脱硝技術は既に商用化されている石炭石膏法、アンモニア触媒接触還元法である。脱炭技術は、実用化に近いアミン法からまだ将来技術である純酸素燃焼法までの計6種類を対象とし、分離回収したCO<sub>2</sub>は液化して海洋へ貯留するものとした。下表に、脱硫・脱硝費用、および脱炭費用についてまとめる。括弧内は、発電コストの累計である。環境対策なしの場合の発電コストは、石炭、LNGについてそれぞれ8.11円/kWh、9.29円/kWhであるが、脱硫・脱硝・脱炭を施すことにより、石炭火力は約2倍、LNG火力は約1.5倍になることが示されている。

表 66 火力発電プラントの環境対策コスト(単位：円/kWh)

	対策なし	脱硫・脱硝	脱炭
石炭火力	0 (8.11)	2.61 (10.72)	7.3~13.6 (18.0~24.4)
LNG火力	0 (9.29)	0.39 (9.68)	4.7~7.0 (14.4~16.7)

(3) 「水力発電の経済性評価」、鈴木巧、日刊電気通信社、平成 10 年 4 月

水力発電の環境負荷が小さいことを主張するために、火力発電の CO2 排出対策費を試算している。試算は、電中研および米国 EPA（環境保護庁）のレポートによる環境対策費の考え方に基づいて行われている。2005 年の CO2 発生量を現状水準（1998 年）に維持するために必要な費用として、CO2 排出量 1 トンあたり毎年 4,000 円ずつ 1990 年から 2005 年まで上昇させる必要があるとして各燃料別環境対策費を次のように設定している。

燃料名	CO2 発生量	現状維持のために必要な費用
石油	0.78kg-c/l	毎年 0.65 円/kWh ずつ 2005 年まで上昇
石炭	0.62kg-c/l	毎年 0.88 円/kWh ずつ 2005 年まで上昇
LNG	0.74kg-c/l	毎年 0.48 円/kWh ずつ 2005 年まで上昇

試算の結果、15 年均等化環境対策費は割引率 5%、6%、8% に対して次のようになった。

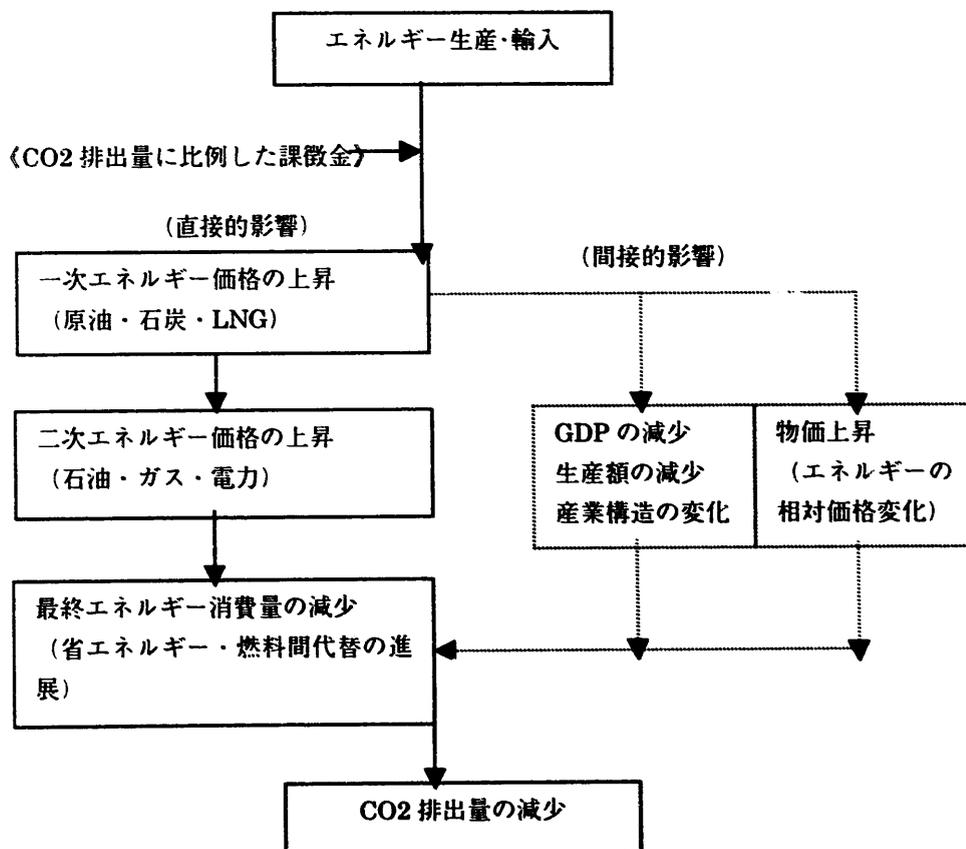
(単位：円/kWh)

割引率	石油火力	石炭火力	LNG 火力	平均
5%	4.60	6.20	3.40	4.70
6%	4.50	6.10	3.30	4.60
8%	4.30	5.80	3.20	4.40

(4) 山地憲治、他、「中期経済予測システムの開発と応用」、電力経済研究、1990年3月

本論文の第6章「CO2発生量抑制ケース」において、CO2課徴金の導入効果について試算している。課徴金の導入のしかたは、1990年に導入を開始し、その後課徴金の水準を毎年増大させるものとしている。また、課徴金は一次エネルギーに対してそのCO2排出量に比例して課することとしている。2005年のCO2排出量を1988年と同水準に抑制することを目的としたとき、CO2課徴金をいくらに設定すればよいか。課徴金導入の効果は、図27に示されるように、直接的影響（エネルギー価格の上昇→省エネ、燃料間代替の促進）と間接的影響（生産の減少、物価の上昇）に大別される。本論文で開発された手法を用いてこれら直接的・間接的影響を評価したところ、2005年のCO2発生量を1988年水準に維持するためには、1990年にCO2排出量1トン（炭素換算）につき4,000円の課徴金を導入し、これを2005年まで毎年4,000円ずつ上昇させればよいという結果になった。この結果は、上記「水力発電の経済性評価」における試算の前提として使用されている。

図 27 CO2 課徴金の影響



(5) 小松崎均、「わが国電気事業のコスト分析と今後の課題」、エネルギー経済 1995 年 9 月

環境関連の外部コストとして、火力発電所の CO2 抑制コストおよび原子力発電の解体廃棄物と高レベル放射性廃棄物の処分コストについて検討している。CO2 排出抑制対策としては、短期的には、省エネと非化石エネルギー技術利用が中心になる。しかしながら、将来的には CO2 回収・利用技術の開発が不可欠である。

回収・処分技術は現在研究中であるため、適用する発電システムや適用技術によって異なるが、CO2 の回収・処分コスト負担に伴う発電コストの上昇は、40~130% (4 円~13 円/kWh) 程度と概略評価されている (評価法の記述、および引用なし)。

原子力発電においては、原子炉の解体によって発生する廃棄物の処分コストと使用済み燃料の再処理によって発生する廃棄物の処分コストである。解体廃棄物の処分コストについては、施設解体費の 15%程度 (45 億円程度) と試算されている。100 万 kW 級の発電所から発生する解体廃棄物の処分コストは 90 億円程度となり、耐用年数 16 年で均等化すると (設備利用率は 70%とする)、0.05 円/kWh となる。一方、高レベル廃棄物処分については、経済協力開発機構原子力機関 (OECD/NEA) の報告書をもってコストの算定としている。報告書によれば、再処理方式の国 (フランス、ドイツ、イギリス、ベルギー、オランダ、スイス) の処分コストは、最低のフランスで 25 万 \$/TWh、最高のスイスで 165 万 \$/TWh となっている。日本は再処理方式であるため、それらの国の単価を換算すると 0.03 円~0.17 円/kWh (1 \$=100 円で計算) となる。

表 67 火力発電および原子力発電からの廃棄物処分コストの比較

火力発電プラント CO2 回収コスト	原子力発電プラント	
	解体廃棄物処分コスト	高レベル廃棄物処分コスト
4~13 円/kWh	0.05 円/kWh (施設解体費の 15%とする)	0.03~0.17 円/kWh (OECD 報告より)

(6) 内山洋司、「トータルシステムから見た発電プラントのCO2/コスト分析」、エネルギー経済、1993年4月

火力、原子力、自然エネルギーの各種プラントについて、CO2 排出量とその環境コストをライフサイクルにわたる全てのプロセスについて調べている。環境コスト（CO2 の削減費用）を、

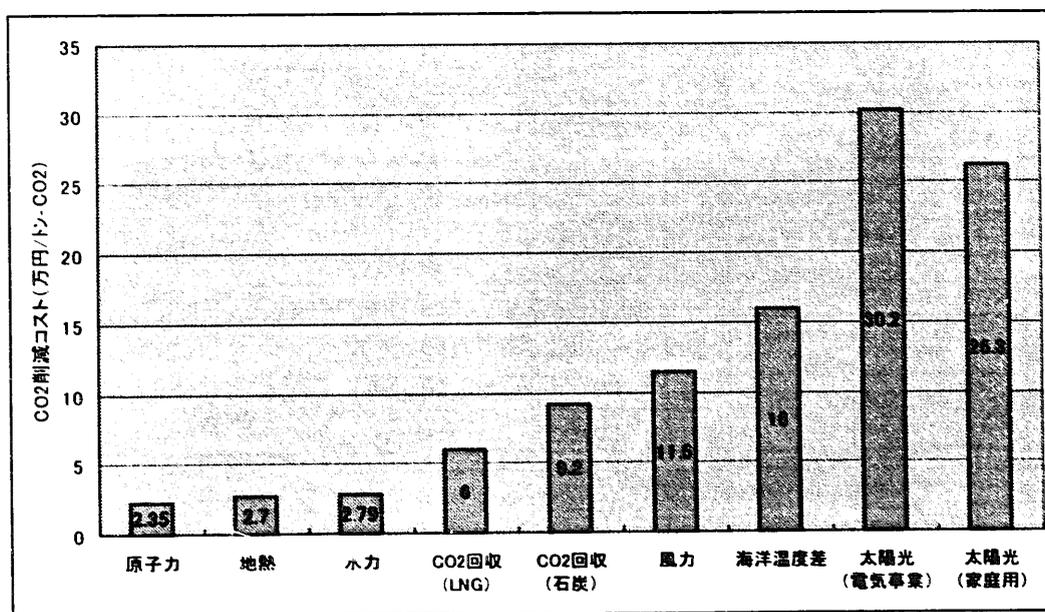
$$\text{環境コスト} = \text{対象プラントの発電コスト} / (\text{基準 CO2 原単位} - \text{対象プラント CO2 原単位})$$

と定義し、各プラントについての試算結果を記している。基準 CO2 排出原単位については、1993 年当時の電源構成から求めた/kWh あたりの値であり、128g-C/kWh である。各発電設備の CO2 排出原単位をまとめると、次のようになる。(単位：g-C/kWh)

原子力	地熱	LNG 火力	石炭火力	風力	海洋温度差	太陽光 (事業)	太陽光 (家庭)
8.5	11.4	177.8	269.8	20.3	36.6	61.8	54.9

また、発電プラントの CO2 削減コストは下図のようにまとめられている。算出の前提条件は下表に示されている。

図 28 発電プラントの CO2 削減コスト



(出所) 内山洋司、エネルギー経済、1993年4月 よりMRI作成

表 68 CO2 削減コスト算出の前提条件

プラント名	発電出力 (MW)	設備利用率 (%)	建設費 (万円/kW)	年経費率 (%)	発電コスト (円/kWh)
原子力	1,000	75	63.47	16.31	10.02
地熱	10	60	48.88	18.75	11.51
水力	10	45	39.32	9.84	12.51
CO2 回収 (LNG)	1,000	75	57.16	16.45	13.64
CO2 回収 (石炭)	1,000	75	47.30	17.22	18.54
風力	0.1	35	27.60	12.55	45.58
海洋温度差	2.5	80	35.04	12.55	53.72
太陽光 (電気事業)	1	15	12.48	12.55	150.81
太陽光 (家庭用)	0.003	15	13.14	12.29	93.53

(7) 塚田鋼二、他、「わが国の環境緩和技術の発展と国際的な技術協力への視点」エネルギー経済、1993年3月

主に、硫黄酸化物の排出抑制について述べられている。現状では、大規模な石炭火力ボイラー用には石灰石膏法、一般産業の自家発電ボイラーには水酸化マグネシウム放流法が普及している。石灰石膏法の設備コストは、設備の大容量化に伴って 15,000～20,000 円/kW まで低下し、またユーティリティコストも含めた石炭燃焼排煙の脱硫コストは約 2 円/kWh となっている。

(8) 高橋力裕、他、「リパワリング分野における天然ガス利用の将来展望」、エネルギー経済、1995年10月

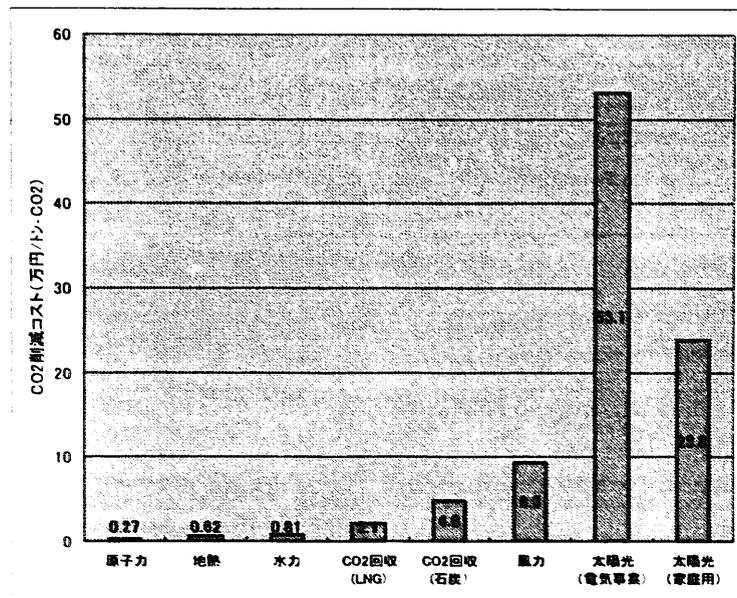
産業用リパワリングとスーパーごみ発電について、それらの導入による CO2 削減量を概算している。その際、CO2 の除去コストを、石炭火力において 3.6～6.9 万円/t・C、LNG 火力について 4.3～6.6 万円/t・C としている（電中研報告「火力発電プラントの環境対策コスト」より）。産業用リパワリングとスーパーごみ発電の導入ポテンシャルをそれぞれ算定し、最大限の CO2 削減効果をもたらされた場合、削減総量はそれぞれ 1,900 万 t・C、580 万 t・C となる。この効果の金額換算を、CO2 除去コストをトンあたり 5 万円として計算すると、それぞれ 9,520 億円、2,890 億円となる。

(9) 岡田俊郎、「地球温暖化対策とエネルギー政策」、原子力 eye、1998年3月

「トータルシステムから見た発電プラントのCO2/コスト分析」における各発電プラントのCO2対策コスト計算と同様の計算を行っている。基準を1990年とし、その年の電源構成から基準CO2排出量を決定している。発電プラントの建設費として、上記文献におけるそれとは異なる値を用いており、従って、得られるCO2対策コストの値も異なっている。ここで用いられている建設費、および得られた結果を下に示す。

図 29 各種発電プラントのCO2削減コスト

発電技術	建設費 (万円/kW)
原子力	32
地熱	28
水力	50
CO2回収 (LNG火力)	28
CO2回収 (石炭火力)	28
風力	50
太陽光 (家庭用)	100
太陽光 (電気事業用)	150



(10) Y.Seki, et al., "Preliminary Comparison of Radioactive Waste Disposal Cost for Fusion and Fission Reactors", Journal of Fusion Energy, Vol.16, No.3, 1997.

核融合炉の運転において発生する放射性廃棄物の量を概算して、その処分にかかるコストを評価している。構造材の異なるいくつかの核融合炉を想定し、放射性廃棄物の量と処分コストを算出した結果の平均を下の表に示す。ここで、低レベル廃棄物、中レベル廃棄物は、それぞれ、 $10^3 \alpha \text{ Ci/m}^3$  かつ  $10^6 \beta \gamma \text{ Ci/m}^3$  以上、 $10^0 \alpha \text{ Ci/m}^3$  かつ  $10^3 \beta \gamma \text{ Ci/m}^3$  以上と分類されている。また、低レベル廃棄物処分コストは 120 万円/ $\text{m}^3$ 、中レベルは 200 万円/ $\text{m}^3$ と仮定している。

表 69 核融合炉における放射性廃棄物量と処分コスト

廃棄物量 ( $\text{m}^3$ )		処分コスト (百万円)		
低レベル	中レベル	低レベル	中レベル	合計
5,350	2,900	6,400	6,600	13,000

(11) OECD (日本原子力産業会議、訳) 「発電コスト予測(下)」

「Projected Costs of Generating Electricity: Update 1998. Copyright OECD/IEA, 1998」の題名で刊行されたものを日本原子力産業会議が翻訳したものである。発電技術や燃料価格などの面から発電コストの予測を行っており、その中に、環境保護コストについての予測が含まれている。

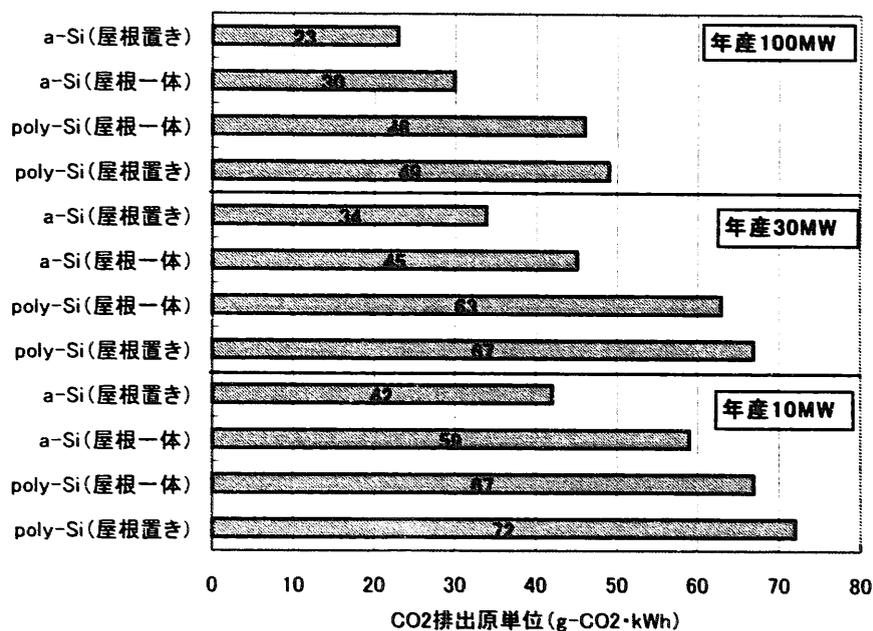
石炭火力発電所からの SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub> 排出抑制コストについて、除去効率をそれぞれ 90%、80%としたとき、0.6~0.9 米セント/kWh、0.3~0.6 米セント/kWh と予測している。ガス火力発電所からの NO<sub>x</sub> 排出防止にかかる設備コストは、大型のガスタービン発電所において 30 米ドル~50 米ドル/kW と予測されている。石炭火力ボイラーに対しては、微粒子状物質の排出防止も重要である。これにかかる設備コストは 30~100 米ドル/kW の範囲と考えられている。

石炭火力発電では、燃料となる石炭や硫黄分を取り除くために使用される石灰岩に含まれる汚染物質（砒素、カドミウム、クロム、銅、など重金属、ホウ酸や塩化物、フッ化物、硫化物などの可溶性化合物）が排水とともに排出される。排水処理にかかわる設備コストは、大型の石炭火力発電所では 10 米ドル/kW、ガス火力コンバインド・サイクル発電所では 3~7 米ドル/kW が必要になると見られている。

(12) 加藤和彦、「太陽光発電システムのCO2排出削減効果」、太陽エネルギー、Vol.25、No.4、1999.

太陽光発電技術研究組合 (PVTEC) が NEDO 委託により実施した、太陽光発電導入によるCO2排出削減効果に関する試算結果を紹介している。ライフサイクルでの太陽光発電からのCO2排出量を、上記文献(内山洋司、「トータルシステムから見た発電プラントのCO2/コスト分析」、エネルギー経済、1993年4月、等)よりも比較的詳細に評価している。前提として、耐用年数20年、年産10MW・30MW・100MW(3通り)としている。設置方法は、屋根置き型、または屋根一体型とし、薄型多結晶シリコン(poly-Si)とアモルファスシリコン(a-Si)について試算を行っている。

図 30 太陽光発電からのCO2排出量



### (13) 米国エネルギー省 (DOE) レポート

米国エネルギー省の EIA (Energy Information Administration) でまとめられた発電事業の環境外部性に関するケーススタディレポート (Electricity Generation and Environmental Externalities : Case Study, DOE, 1995.9) であり、連邦、マサチューセッツ州、ウィスコンシン州、カリフォルニア州における環境外部性評価の事例を挙げている。

環境外部性を金額換算している州の間でも一般的なトレンドとしては、統合資源計画 (IRP) の過程において外部性価値を具体化する形式となっており、全米で七つの州だけが発電設備からの排出量に対する具体的な (金銭の) 外部性価値を設定している。以下で各州における取り組みの概要を示す。

#### 1) マサチューセッツ州

1989 年 12 月に、マサチューセッツ州公益事業委員会 (MDPU) は、州内電気事業に対して環境外部性を考慮するように指示した。窒素酸化物、二酸化硫黄、揮発性有機化合物、一酸化炭素、二酸化炭素、および他の汚染物質に対する経済価値 (削減価値) は 1990 年に表 70 のように設定された (これらの値は 1992 年 11 月、再調査後に再度設定)。州公益事業委員会によって設定された外部性価値は州の統合資源管理 (IRM) プロセスにおいて使用されることになっていた。

ただし、実際に州内電気事業者が、外部性価値の具体化を含む統合資源管理プランを提出したのは 1994 年のニューイングランド・エレクトリック・システム (州内で最大規模の電気事業者) ただ一度だけとなっている。結果としては、資源計画における外部性価値の換算化を具体化することは、単に天然ガスへの変更を引き起こしただけであるという結論を電気事業者は出した。1995 年 6 月に公布された統合資源管理プランの指針では、環境外部性に関する政策は明記されていない。というのも、マサチューセッツ州裁判所における 1994 年 12 月の判決により、マサチューセッツ州公益事業委員会による外部性価値についての決定は、州の法的権限の範囲を超えたものであると判断されたためである。この結果、州内では今後、外部性価値は使用されない見通しとなっている。

表 70 マサチューセッツ州公益事業委員会が定めた環境外部性価値 (1989 年)

(1989 年 1 トンあたり米ドル)

汚染物質	価値	価値
窒素酸化物	6,500 ドル/トン	10MW 天然ガスタービンにおいて選択的な触媒による削減する費用に基づいて
硫黄酸化物 (SO <sub>x</sub> )	1,500 ドル/トン	脱硫装置を発電機に設置する費用に基づいて
揮発性の有機化合物(VOC)	5,300 ドル/トン	EPA (環境保護庁) により実施された Clean Air 条例目標達成のための研究と、コストオゾン非到達領域におけるコントロール技術コストに関する米国 OTA (技術評価局) による研究に基づく。
総浮遊ばいじん	(TSP) 4,000 ドル/トン	高硫黄石炭プラントに集塵装置を設置する費用に基づく。
一酸化炭素 (CO)	\$870/トン	870 ドルの内訳は、周辺環境に対するコスト 820 ドル (ガソリンの酸化化に対するコスト) 分と温室ガス分 50 ドル (CO <sub>2</sub> と比較した時の CO の地球温暖化の可能性分) の合計である。
二酸化炭素 (CO <sub>2</sub> )	\$22/トン	CO <sub>2</sub> に対する規制を予想して。植林により炭素排出抑制をする際の限界コストに基づく。(植林だけでは僅かな CO <sub>2</sub> しか相殺できないので、緩和や価格コントロールをしていると言う程の効果はないが、他の見積りではもっと低く、例えば 1 トンあたり 15 ドルで見積もられることもある。)
メタン(CH <sub>4</sub> )	220 ドル/トン	CO <sub>2</sub> に関係する温暖化の可能性を考慮して。
亜酸化窒素 (N <sub>2</sub> O)	3,960 ドル/トン	CO <sub>2</sub> に関係する温暖化の可能性を考慮して。
CFCs	金額設定無し	CFCs が地球規模の気候の温暖化や冷却を引き起こすかどうかに関する明確な証拠がない。
空気毒素	金額設定無し	環境保護庁による決定待ち
水利用、土地利用、灰の処分	金額設定無し	地域的影響のみ、もしくは影響は立地過程で提示される。地方特定の環境影響を考慮するのは現時点では実行不可能。

- (備考) 1. マサチューセッツ公益事業委員会 (MDPU) は、市場メカニズムの利用を支持した。しかしながら、二酸化硫黄(SO<sub>2</sub>)の排出に関して、MDPU は Clean Air 条例修正条項(CAAA)には二酸化硫黄関連の損害のすべてを内部化しないかもしれないと言及した。その理由として排出制限は酸性雨の前触れであると記述するのみであり、あらゆる健康と環境影響については触れていないからである。しかし、MDPU によると、事業者が CAAA に基づく費用、または相殺するものを保持している場合、その事業者は 1 トンごとの二酸化硫黄に対して外部性価値を適用する必要はない。しかし、以下のように言及した事業所が少なくとも一つはあった——マサチューセッツもしくはニューイングランドにおける 1 トンあたり二酸化硫黄に外部性を課しても必ずしも国全体規模の取引市場における費用の限界価格とは等しくならない。
2. 州の最高裁の判決次第で、これらの値がすでに使用されていない。
3. オークリッジ国立研究所「The effects of Considering Externalities on Electric Utilities 'Mix of Resource; Case of Massachusetts, Wisconsin, and California」より

## 2) ウィスコンシン州

ウィスコンシン州公益事業委員会（WPSC）は、はやくから環境問題に取り組んできた州であるが、温室効果ガスに対してのみ表 71に示すような金額換金価値を設定している。その際に、表 72に示すような推計値を参考としたということである。なお、温室効果ガスについてのみ経済価値を設定したのは、将来、国もしくは国際規制の対象となると確信しているためであるようである。

なお、ウィスコンシン州の各電気事業者も、共同で統合資源計画に着手し、それを WPSC に提出する必要があるが、この環境外部性価値が加わっても資源獲得計画の大幅な変更へとはつながらなかったとしている。これは、どちらにせよ天然ガス発電が将来のオプションとして重要であると認識されていたためである。

表 71 ウィスコンシン州における温室効果ガスの価値

温室効果ガス	1トンあたり価値
二酸化炭素	15 ドル
メタン	150 ドル
亜酸化窒素	2700 ドル

表 72 WPSC によって収集された CO2 外部性価値の範囲

作成元	価値 (CO2 1トンあたり)
ノードハウス (50%の削減に対して)	50 ドル
オレゴン PCU/米国エネルギー省 1991 年の調査 (範囲の最高値)	40 ドル
ノードハウス (30%の削減に対して)	25 ドル
Citizens for a better environment in advance plan 6	23 ドル
マサチューセッツ PCU	23 ドル
ネバタ PUC	23 ドル
ノードハウス (25%の削減に対して)	15 ドル
ウィスコンシン委員会決定	15 ドル
オレゴン PUC/米国エネルギー省範囲の最低値	10 ドル
カリフォルニア州エネルギー委員会と公共事業委員会 1991	7.50 ドル
ニューヨーク州公益サービス委員会	1 ドル

### 3) カリフォルニア州

カリフォルニア州は米国の中でももっとも公害レベルの高い地域の一つであり、この問題を緩和するために、1988年に独自の Clean Air 条例を制定した。カリフォルニア州エネルギー委員会（CEC）は、1990年報告書において、大気汚染に関するコストと放出物インパクトが発電の費用効率の分析で説明されるように指令している。このため、5種類（窒素酸化物、二酸化硫黄、粒状物質、反応有機的なガス、炭素）の大気汚染放出物に対して表 73に示すように外部性価値を設定している。これらの外部性価値は、最も利用頻度の高い制御技術による限界削減価値の見積りに基づいており、値は大気の状態や地域によって異なる。

外部性価値は1993年の同州資源計画の過程で使用されたが、外部性価値は電気事業者に対してあまり影響を及ぼさなかったと述べている。例えばPG&E（州最大の公益事業者）がその電気資源計画を発表したが、それによると、新規供給資源は2002年以前には必要でないとされており、同社の分析によると外部性に対する考慮は資源配分に殆ど影響しない。このため、カリフォルニア州エネルギー委員会（CEC）としては排出権取引や環境税・課徴金などの他の方法を考えているようである。

### 4) 米国における発電設備にかかる外部経済価値のまとめ

電源などの視点計画に外部性を取り入れよという試みは、3州の公益事業者における電源建設計画に殆ど影響を与えなかった。これは、主として

- ・環境外部性を考慮するしないに拘わらず、天然ガスが安価なため将来の電気需要に最適な燃料とされている。
- ・新規の電源容量に対するニーズは殆どない。
- ・事業者は水力以外にはエネルギー再生技術を殆ど利用したことがない。
- ・複数の州で稼働している事業者の場合に、相互管轄の問題があるためすべての州の監督官庁からの合意を確保することは難しい。

ことによる。だが、7つの州では表 75に示すように環境価値を定量化しており、今後も増える可能性はある。

表 73 1992 年の地域別排出削減価値の比較

(1989 年トンあたり実質ドル)

空域・地域	評価方法 <sup>1、2、3</sup>	NOx	SOx	ROG	PM10	CO <sup>4</sup>
サウスコースト	損害関数	14,483	7,425	6,911	47,620	3
	制御費用	26,400	19,800	18,900	5,700	9,300
ベンチュラ カウンティ	損害関数	1,647	1,500	286	4,108	0
	制御費用	16,500	6,200	21,100	1,800	到達
ベイエリア	損害関数	7,345	3,482	90	24,398	1
	制御費用	10,400	8,900	10,200	2,600	2,200
サンディエゴ	損害関数	5,559	2,676	98	14,228	1
	制御費用	18,300	3,600	17,500	1,000	1,100
サンホワキン バレー	損害関数	6,473	1,500	3,711	3,762	0
	制御費用	9,100	17,800	9,100	5,200	3,200
サクラメントバレー	損害関数	6,089	1,500	4,129	2,178	0
	制御費用	9,100	9,600	9,100	2,800	5,000
ノースコースト	損害関数	791	1,500	467	551	0
	制御費用	6,000	3,000	3,500	900	到達
ノースセントラル コースト	損害関数	1,959	1,500	803	2,867	0
	制御費用	9,100	3,000	9,100	900	到達
サウスセントラル コースト	損害関数	1,647	1,500	286	4,108	0
	制御費用	9,100	3,000	9,100	900	到達
サウスイースト デザート	損害関数	439	1,500	157	680	0
	制御費用	6,000	19,700	3,500	5,700	2,900
O3 にとって到達となるが、PM10 にとってはそうではない地域	制御費用	6,000	3,000	3,500	900	到達

(備考) 1. 上記の損害関数値は大気への排出物の外部費用と社会的費用の見積もりである。ER92 では、このコストは、規制値を超える分についての排出による損害に対する評価に基づいている。従って、これらの値は、その年に要求される大気質基準達成されたものと仮定した上での数値である。

2. ER92 中のエネルギー委員会による将来の発電オプションの分析には以下の事柄が含まれている。—— (1) 内部プライベートコストと発電利益 (2) 外部社会コストと発電利益。エネルギー委員会にとって損害関数を採用する目的とは大気質基準の達成という規制値を超える分についての、残留発電所排出物に対する限界削減価値に基づいて排出物の外部性コストの見積りをするることである。従って、例えば、サウスコーストにおける大気管理計画 (AQMD) の場合、エネルギー委員会は発電所空気汚染物の削減の社会利益を調べ、委員会はサウスコースト AQMD の規制値に沿うためにすべての施策が実施されていると仮定するものとする。

3. 損害関数による価値と制御コストによる価値は異なった率で上昇する。

4. CO の損害関数価値はドルに最も近い値で端数を切り捨てている。

5. O<sup>3</sup>=オゾン、PM<sub>10</sub>=直系 10 ミクロン以下の粒子、ROG=反応有機ガス

表 74 カリフォルニア州における外部価値

汚染物質	Southern California Edison	San Diego Gas & Electric	Pacific Gas & Electric	Areas in Attainment
NO <sub>x</sub>	31,448	31,448	9,120	7,467
SO <sub>x</sub>	23,490	23,490	4,486	1,720
PM <sub>10</sub>	6,804	6,804	2,624	4,608
ROG	22,462	2,462	4,236	1,301
CO <sub>2</sub>	9	9	9	9

(備考) 1トンあたりドル (1992年)

PM<sub>10</sub>=直径 10 ミクロン以下の粒状物質

ROG=reactive 有機ガス

CO<sub>2</sub>=二酸化炭素

表 75 汚染物質別の外部性価値 (州別)

州	汚染物質					
	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	TSP もしくは PM <sub>10</sub>	VOC <sub>s</sub>	CO <sub>2</sub>	CO
カリフォルニア	4,486	9,120	4,608	4,236	9	NVS
マサチューセッツ*	1,700	7,200	4,400	5,900	24	960
ミネソタ	150	850	1,274	1,190	9.8	NVS
ネバダ	1,716	7,480	4,598	1,012	24	1,012
ニューヨーク	1,437	1,897	333	NVS	1	NVS
オレゴン	0	3,500	3,000	NVS	25	NVS
ウイスコンシン	NVS	NVS	NVS	NVS	15	NVS

(※) マサチューセッツは同州の最高裁の判決 (1994年 12月 22日) により、将来的に外部性価値を取り入れることが出来なくなる。

CO<sub>2</sub>=二酸化炭素

NO<sub>x</sub>=二酸化窒素

SO<sub>2</sub>=二酸化イオウ

NVS=価値設定無し

CO=一酸化炭素

PM<sub>10</sub>=直径 10 ミクロン以下の粒状物質

TSP=総浮遊煤塵

VOC=揮発性有機化合物

(備考) すべての汚染物質がこの表に含まれている訳ではない。例えば、メタンと亜酸化窒素は含まれていない。州が値のレンジを持っているのであれば、中位値が与えられる。

## 2.5 安全性に関わる外部コスト

発電設備の安全性に関する評価は、プラントのメーカーなどがそれぞれ行っていると考えられるが、その結果が外部に発表される例は皆無といえる。特に、人が死亡する可能性評価などは、数値のみが一人歩きすることも考えられ、わが国においては結果が公表されることはほとんどありえないであろう。その中で、原子力については、確率論的リスク評価が行われ、そのリスクが一般的にイメージされているよりも遥かに小さいという事実もあることから、他の電源との比較が多く文献に発表されている。しかしながら、想定される被害を外部コストとして算定した国内の事例は少ない。ここでは確率論的リスク評価について解説した文献、および、海外における安全性外部コスト評価事例を中心に調査した。以下に、それぞれの資料について概要を記す。

表 76 安全性に関わる外部コストの関連資料

資料名	備考
「原子力と環境の経済学」、ウィリアム・D・ノードハウス	「スウェーデンのジレンマ」に関連し、原子力の代替電源の外部コスト試算例を紹介している。
エネルギー資源誌	近藤駿介、「エネルギーシステムのリスク評価」、1989年5月
	谷口武俊、「エネルギーシステムのリスク評価」、1995年6月
「私はなぜ原子力を選択するか」、バーナード・L・コーエン	近藤駿介、監訳、ERC出版、1994年
「巨大技術の安全性」	岸田純之助、監修
弊社報告書より	弊社受託の研究報告書中にある、火力発電の安全性評価
「原発事故が起こったら」	中島篤之助、他 著。WASH1400 (1975、米) による試算を紹介

(1) ウィリアム・D・ノードハウス、「原子力と環境の経済学」

原子力のフェーズアウトが決定したスウェーデンにおいて、その代替電源としての可能性を論ずる目的で、火力発電（石炭、石油、LNG）による事故とけがの外部コスト試算結果をまとめている（表 77）。死亡に関わるコストを計算するために、統計上の生命が救われるのに 400 万ドル支払われるものとしている。また、死亡以外の事故と病気のコストは、アメリカ Environmental Protection Agency の大気汚染の経済コストに関する研究に基づいて算出している。発電による死亡・けがの確率は、表 78 に示された値を用いている。過酷事故は、1000 人以上の死者を出す事故のことをいい、通常事故のおよそ 4 倍の金額がかかるとする。TMI 程の事故が起こる確立は、5,000 炉年にわたって他にそのような事故がないことから算出すると、百万炉年に 20 回となる。過酷事故の確率はこの 1/1000 になると仮定して算出している。

表 77 発電による事故とけがの外部コスト

電源	死亡 (セント/kWh)	死亡以外の 事故 (セント/kWh)	過酷事故 (セント/kWh)	総計 (セント/kWh)	事故の総コストが 電力価格に占める パーセント
石炭火力	0.311	0.155	0.0000	0.466	11.6%
石油火力	0.221	0.111	0.0000	0.332	8.3%
天然ガス火力	0.039	0.019	0.0000	0.058	1.5%
原子力 (軽水炉)	0.028	0.014	0.0002	0.042	1.0%

表 78 発電によるリスク (GW ごとの人数)

電源	就業上の危険		用地外での危険	
	死亡	死亡以外	死亡	死亡以外
石炭火力	0.2-4.3	63	2.1-7.0	2018
石油火力	0.2-1.4	30	2.0-6.1	2000
天然ガス火力	0.1-1.0	15	0.2-0.4	15
原子力 (軽水炉)	0.1-0.9	15	0.006-0.2	16

(2) 近藤駿介、「エネルギーシステムのリスク評価」、エネルギー資源、1989年5月

各種エネルギーシステムについての総合リスク分析（運転のみならず原料・燃料の調達、施設の建設、解体という一連の過程における従業員ならびに公衆のリスクの総合）を紹介し、また、確率論的リスク評価に関する解説を行っている。

各種電源のリスク評価は、Inhaberの計算結果を紹介している。この計算手順は、

1. 分析対象とするエネルギーシステムを原材料・燃料の生産、輸送、機器製造、プラント建設、運転保守、と分類し、単位エネルギーの生産に必要な設備を構成する材料、建設労働、燃料の採取労働と輸送量を分析する。
2. 労働災害統計表より単位の物量生産、輸送、建設、燃料採取の単位労働あたりの災害発生件数を求める。
3. 以上から、建設、燃料入手に関わるリスクを計算し、さらに、プラント運転に関わる労働リスク、放出物による公衆リスクを加えて総合リスクとする。

Inhaberの計算結果を下図に示す。

図 31 各種エネルギーシステムによる 1000MW 年あたりの職業人の死亡数

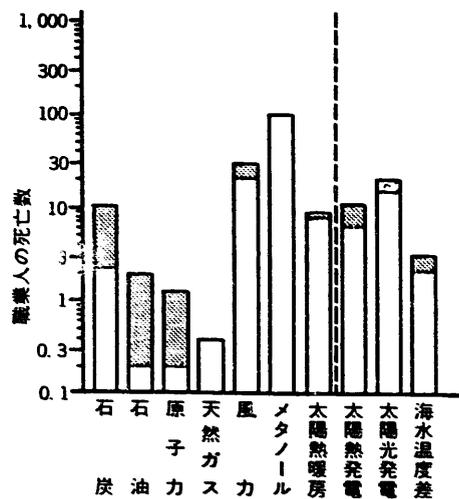
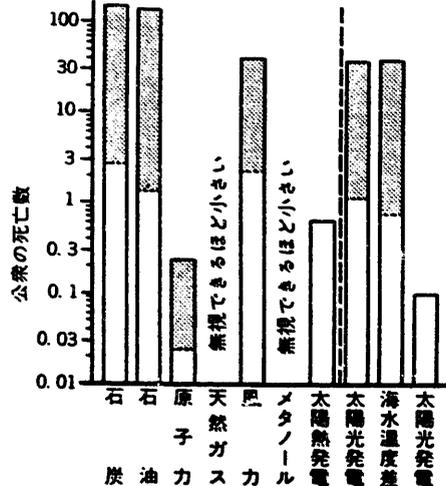


図 32 各種エネルギーシステムによる 1000MW 年あたりの公衆の死亡数

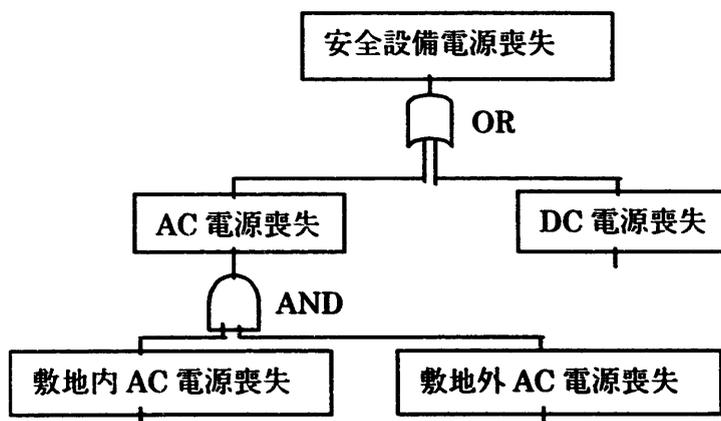


(出所) 近藤、エネルギー資源、1989年5月 より抜粋

原子力分野では、確率論的リスク評価（Probabilistic Risk Assessment:PRA）が用いられており、米国では各電力会社が自社の原子力発電プラントについてこれを実施することが義務付けられている。PRA では、イベントツリーとフォールトツリーを中核としてリスク評価を行う。イベントツリーとは、ある異常（事故）を始まりとして、そこからどのような事故が連鎖的に発生するかという、事故シーケンスを体系的かつ網羅的に求めるのに便利な一種の帰納的論理モデルである。初期事象（異常や事故）に対して安全機能の動作不動作を体系的に組み合わせていく。例えば、事故シーケンス 2 は、初期事象が発生し、安全機能 1 は動作したが安全機能 2 は不動作であった場合に起こるが、その確率は初期事象が起こる確率、その時安全機能 1 が動作する確率、さらに安全機能 2 が故障している確率の積で計算される。このような計算に必要となる、各機能の故障・異常の発生確率の計算に、フォールトツリーが用いられる。



フォールトツリーでは、ある事象（頂上事象）の原因事象群を探索し、その頂上事象との論理関係を OR、AND の論理記号で示し、ついでこの原因事象群のそれぞれについてさらに原因となる事象群を探索して同様に関連付けていく作業を繰り返して行くものである（下図）。フォールトツリーは、故障率の分っている事象まで展開する。



さらに、各事故シーケンスについて、公衆に被害をもたらす流出物（放射性物質）の放出量ならびにこうして放出された放出物が環境中を移動し人間に与える影響を解析する。原子炉の場合には、溶融炉心物質の移動、コンクリートと溶融燃料の相互作用といったおよそ非日常的な現象についても分析する。

(3) 谷口武俊、「エネルギーシステムのリスク評価」、エネルギー資源、1995年6月

わが国の石炭火力発電システムの健康リスク評価、および、米国エネルギー省により実施された各種エネルギーシステムの外部コスト評価事例の紹介を記している。わが国の石炭火力発電システムの燃料サイクル全体にわたる生命・健康に対するリスクについて評価を行った結果が、表 79である。また、表 80に、米国南東部および南西部に石炭火力、石油火力、天然ガス火力、そしてバイオマス発電プラントを立地した場合の外部コスト評価結果を示す。

表 79 石炭火力システムにおける健康リスク

燃料サイクル段階	急性リスク		晩発性リスク		備考	
	死亡	障害	死亡			
資源採掘	QLD露天掘	0.035	N.A.	塵肺症	0.06-0.8*	*Fritzscheの評価値
	NSW露天掘	0.029	N.A.	ラドン被曝	0.03	
	NSW坑内掘	0.354	N.A.			
	国内坑内掘	1.72	43.5			
	中国	31.1	9.8			
処理・加工	N.A.	N.A.	N.A.			
輸送	炭鉱～港(鉄道)	0.024				*オーストラリア内平均190km、事故確率は鉄道事故統計(日本)より
	港～日本(海上)	Neg.	N.A.			
	石炭灰(トラック)	0.002				
貯蔵	N.A.	N.A.				
発電	建設	0.105	0.924	一般公衆		建設工事業、電気工事業、火力発電業の労働災害統計を利用
	運転・保守	Neg.	0.072	SO2煤塵	8.F-07	
				放射線被曝	Neg.	
廃棄物処分	N.A.	N.A.				無視し得る
計	職業人*	0.165-0.185	1.09	職業人	0.09-0.83	*オーストラリアからの輸入炭 **10万人あたり
	一般公衆	Neg.	Neg.	一般公衆**	0.08	

(備考) 単位：人/GW y

N.A. : Not Available

谷口、エネルギー資源、1995年6月よりMRI作成

表 80 米国におけるエネルギーシステムの外部コスト評価結果 (セント/kWh)

	石炭		石油		天然ガス		バイオマス		原子力	
	南東部	南西部	南東部	南西部	南東部	南西部	南東部	南西部	南東部	南西部
採掘・加工										
発電プラント運転										
通常運転時										
健康(死亡)	0.018	<0.001	0.002	<0.001	0.003	<0.001	0.044	NQ	<0.001	<0.001
健康(疾患)	0.036	<0.001	0.01	<0.001	0.011	<0.001	0.062	NQ		
事故時										
健康									0.003	<0.001
財産									0.008	0.006
プラント廃止措置									<0.001	<0.001
農作物	0.012	0	0.004	0	0.006	0	0.006	NQ		
輸送事故	0.044	0.014	0	0.006	0.001	0.001	0.001	0.042	0.011	0.006
道路損傷	0	0.033	0	0.015	0	0	0	NQ	<0.001	<0.001
土壌疲労							-0.062			
小計	0.11	0.05	0.016	0.021	0.021	0.001	0.17	0.042	0.024	0.014
温暖化損害	~1.5	~1.5	~0.44	~0.44						
職業人の生命・健康 (事故リスクを含む)	0.01	0.01							0.011	0.011
合計	1.62	1.56	0.46	0.46	0.021	0.001	0.17	0.042	0.035	0.025

#### (4) 「私はなぜ原子力を選択するか」、バーナード・L・コーエン

米国における原子力の様々な課題について述べられており、“リスクとは何か”という CHAPTER に安全性についての評価が記されている。ここでは、リスクを定量化する指標として、“寿命の短縮”（以下、LLE）を用いている。LLE とは、当該リスクによる人の寿命の平均損失年数であり、死亡の発生確率と死に至った場合の寿命損失年数の積で示される。例えば、40 歳の平均的人間の余命が 37.3 年であったとして、その人間が、直ちに死に至る確率が 1 % であるリスクを冒す場合、そのリスクの LLE は 0.373 となる。LLE の例を下表に示す。

表 81 様々なリスクによる寿命短縮（LLE）

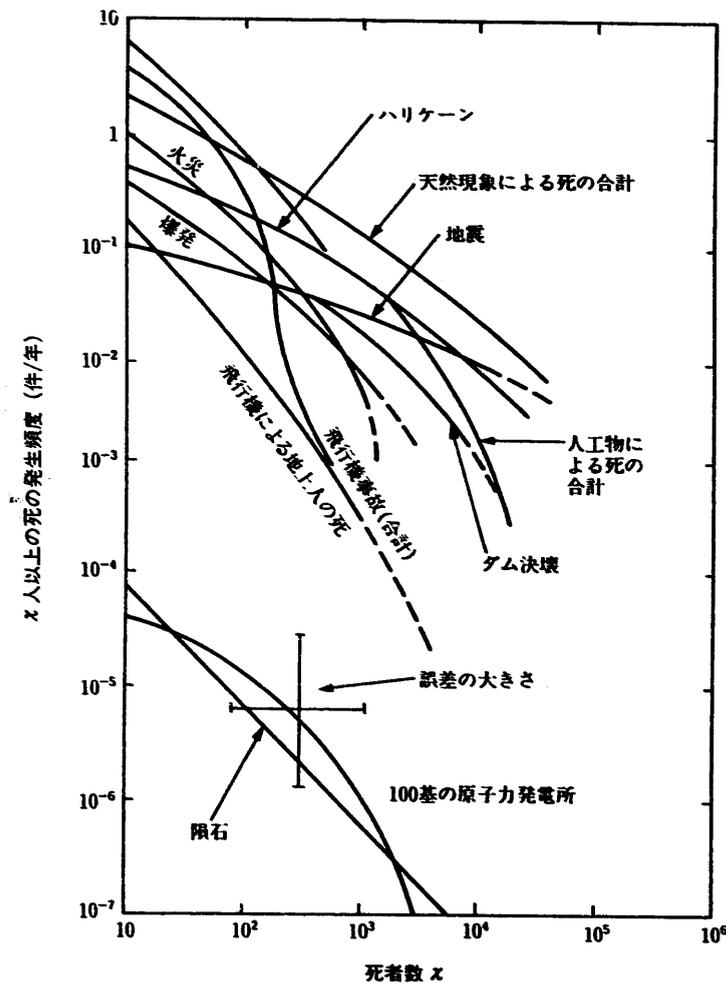
リスクの種類	LLE	備考
原子力発電	1.5 日	民間の反原子力団体による試算
石炭火力（大容量）	30 日	米国における有害物質排出量は日本の 10～20 倍（「数表で見る東京電力」より）
炭鉱労働	1,100 日	
自動車事故	180 日	
住宅中のラドン	35 日	
飲酒	230 日	

（出所）バーナード・L・コーエン、「私はなぜ原子力を選択するか」より抜粋

(5) 岸田純之助 監修、「巨大技術の安全性」、電力新報社

巨大技術として、航空機、スペース・シャトル、化学プラント、原子力を取り上げ、安全対策の現状や事故事例についてまとめている。その中で、原子力分野における確率論的安全性評価について書かれている（担当著者：近藤駿介 東大教授）。イベントツリー、フォールトツリーについて簡単に解説をし、リスク評価の例として、 $x$ 人以上死者が発生する確率を評価した結果を掲載している（図 33）。

図 33 原子力発電のリスク評価結果の例



(出所) 岸田純之助 監修、「巨大技術の安全性」、電力新報社、より抜粋

(6) 弊社受託の研究報告書より

弊社において、火力発電設備の安全性評価を過去に行った。原子力分野における PRA では、事故シーケンス設定にイベントツリーを、故障・異常の可能性評価にフォールトツリーを用いている。これに対し、火力発電設備を対象とした場合は、評価すべき事故形態が放射性物質の漏洩ではなく、火災・爆発・飛散、と多岐にわたるため、初期事象数が膨大となりイベントツリーを用いることは適当でない。そこで、この評価においては、各設備の異常・故障から考えられる事故を抽出した後、現場担当者の意見に基づいて事故の各事故の重大性を評価する。そして、「重大事故」と判断された事故について、フォールトツリーを用いて展開している。この研究の目的が、事故確率や周囲への影響を評価することではなく、危険度の高い事故に対する対策案について議論することにあるため、確率値などの評価はなされていない。

(7) 「原発事故が起こったら」、中島篤之助、他、1989 年。

アメリカ原子力委員会の委託でなされた「原子力安全性研究」(1975 年、WASH-1400) による研究結果の一分を紹介している。過酷事故のレベルを 5 段階に分け、被曝死亡者数予測を行っている (表 82)。表中最下段 (レベル 5) は、炉心溶融に続き大気放出もあると想定したものであり、汚染による経済的損失は 140 億ドル、汚染除去が必要となる面積は 8,300km<sup>2</sup>と見積もられている。

表 82 WASH-1400 による事故時の死亡者数予測 (単位：人)

事故 レベル	炉年あたりの 発生確率	早期死亡者 総数	潜伏性死亡 者総数	潜伏性死亡者数内訳		
				ガン	甲状腺	遺伝
1	10 万分の 1	<1.0	1,100	810	225	52
2	100 万分の 1	<1.0	6,700	5,100	1,260	375
3	1000 万分の 1	110	17,900	13,800	3,150	900
4	1 億分の 1	900	32,900	25,800	5,400	1,650
5	10 億分の 1	3,300	54,800	45,000	7,200	2,550

## 2.6 エネルギーセキュリティーに関わる外部コスト

### 2.6.1 石油備蓄による発電コストへの追加費用

エネルギーセキュリティーの確保のためには、ほぼ全量を輸入に依存し、輸入の大部分を中東に依存している石油について、その安定供給を確保することが重要である。そのため、わが国では昭和 53 年以降、石油備蓄法に基づく民間備蓄と国家備蓄の二本立てにより、民間備蓄 90 日、国家備蓄 3,000 万 kl を目標として整備されてきた。その後、昭和 62 年に、総合エネルギー調査会及び石油審議会の合同会議の報告が行われ、国家備蓄は 1990 年代半ばまでに IEA の備蓄保有勧告日数 90 日分の 5,000 万 kl を達成することとし、民間備蓄は 70 日に低減することが適当であるという方針となり、備蓄事業が推進されてきた。平成 11 年 4 月現在の石油備蓄量は、163 日（民間備蓄 77 日、国家備蓄 86 日）である。

石油備蓄コストは、備蓄日数、および石油価格に大きく依存する。文献（「水力発電の経済性評価（応用編その 1）」、鈴木巧、日刊電気通信社、および「日本の石油備蓄の経済効果」、石油の開発と備蓄、1994 年 6 月）によれば、石油備蓄による発電コストへの追加費用は、次式で見積もられる。

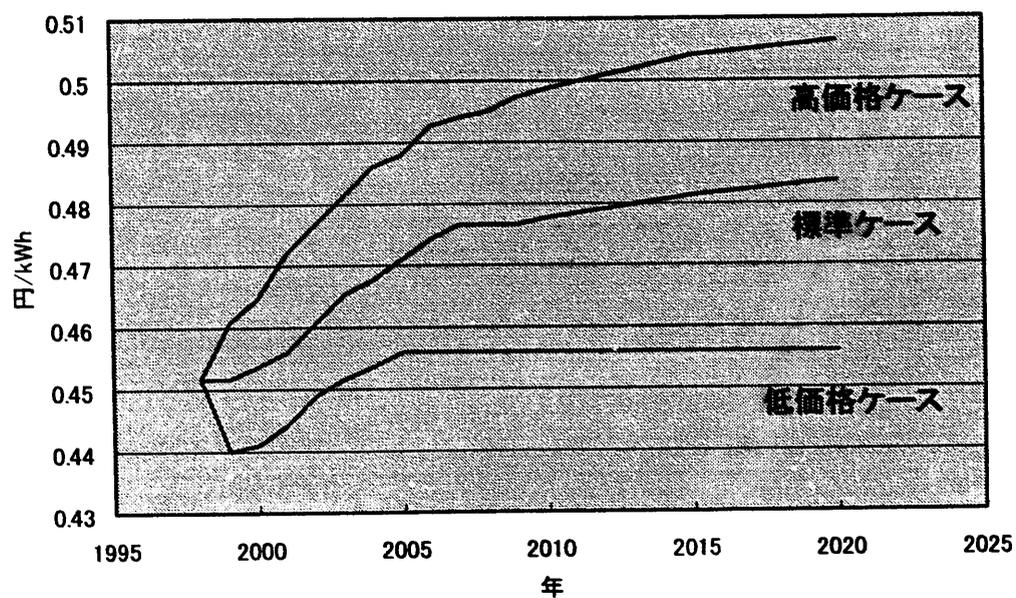
$$Y = X \times A / 365 \times R \times 1 / A \times E$$

$$X = T + P \times r \times I \times \alpha$$

- X：石油備蓄 1 kl あたりの年間備蓄コスト  
A：国内年間需要量 (kl)  
R：備蓄日数（現状の備蓄日数分を減ずる）  
E：燃料消費率 (kl/kWh)  
T：タンク設備経費＋維持管理費  
P：石油価格  
r：為替レート  
I：金利  
 $\alpha$ ：換算係数 6.29bbl/kl

例えば備蓄日数を現在目標の倍の 320 日、石油価格を文献（International Energy Outlook 1999 (DOE/EIA)）による予測値とした場合、備蓄コストは図 34 のように算出される。文献（廣田恭一、「わが国石油備蓄の行政課題」、ENERGY、1998 年 3 月）では、中東石油が完全に途絶えた場合、米国、ドイツでは 2 年以上耐え得るとしているが、仮にわが国の備蓄を 800 日とした場合、2020 年における予想備蓄コストは高価格ケース、標準ケース、低価格ケースでそれぞれ 2.0 円/kWh、1.9 円/kWh、1.8 円/kWh となる。

図 34 石油備蓄による発電コストへの増分費用（備蓄日数を 320 日とした場合）



「水力発電の経済性評価（応用編その1）」、鈴木巧、日刊電気通信社、  
 「日本の石油備蓄の経済効果」、石油の開発と備蓄、1994年6月、  
 International Energy Outlook 1999 (DOE/EIA)  
 より、MRI 作成。

## 2.6.2 参考資料について

石油備蓄費用の試算例は、表 83に挙げた文献から得られた。以下に、個々の概要をまとめる。

表 83 エネルギーセキュリティに関わる外部コストの関連資料

資料名	備考
「水力発電の経済性評価（応用編その1）」、鈴木巧、日刊電気通信社	水力発電のエネルギーセキュリティ・メリットを主張するために、石油備蓄について記述している。
ENERGY 誌	廣田恭一、「わが国石油備蓄の行政課題」、1998年3月
石油の開発と備蓄	「日本の石油備蓄の経済効果」、1994年6月
	「天然ガスの地下貯蔵について」、1993年6月
	「主要国の石油備蓄制度概要」、1993年8月

(1) 「水力発電の経済性評価」、鈴木巧、日刊電気通信社、平成 10 年 4 月

水力発電のメリットをエネルギーセキュリティーの面から主張するにあたり、石油備蓄コストについて評価例を挙げている。備蓄コストの算定手法として、「中小水力発電の社会的経済的評価手法の開発調査報告書」(S55、三菱総研)、および「水力開発地点策定調査のうち水力発電に関わる経済性評価手法の開発調査報告書」(S59、野村総研)による算定式を紹介している。石油備蓄量を現状より増強した場合に付加される 1kWh あたりの年間備蓄コスト Y は次式により算定される。

$$Y = X \times A / 365 \times R \times 1 / A \times E$$

X：石油備蓄 1 kl あたりの年間備蓄コスト  
A：国内年間需要量 (kl)  
R：備蓄日数 (現状の備蓄日数分を減ずる)  
E：燃料消費率 (kl/kWh)

例えば、次の算定条件で備蓄コストを算定してみる。

X：6,040 円/kl/年  
R：158 日 (全 300 日から平成 3 年における備蓄日数 142 日を減じた)  
E：0.00025 kl/kWh  
  
Y=0.66 円/kWh

備蓄日数を 200 日 (上積み分 58 日)、400 日 (上積み分 258 日) とすると、備蓄コスト Y はそれぞれ、0.24 円/kWh、1.07 円/kWh となる。

(2) 廣田恭一、「わが国石油備蓄の行政課題」、ENERGY、1998年3月

平成9年10月現在、わが国の石油備蓄は167日分であった。第一次石油危機において、戦争自体は16日で終結し、その後の騒動も3~4ヶ月で収まったことを考えると、現在の5ヶ月半という備蓄日数は十分と見ることもできる。しかしながら、米英独仏といった先進諸国は、いずれも石油の依存度が4割程度であり（わが国は6割弱であり、その8割を中東に依存）中東依存度になると英米は約2割程度、独は1割5分程度、仏は4割5分程度である。仮に中東原油が完全に途絶えた場合、米国、ドイツは2年以上の途絶に耐えうる計算になる。これと比較すると、わが国の5ヶ月半の備蓄は十分とは言いきれない。

(3) 「日本の石油備蓄の経済効果（前編）」、石油の開発と備蓄、1994年6月

石油備蓄保有の経済性判断のために、保有の経済効果と備蓄コストとの比較を行っている。備蓄コストは次の前提で算出している。

タンク設備経費+維持管理費	: 3,700円
油価	: 19\$/バレル
為替レート	: 1ドル=110円
金利	: 年4.5%
→ 備蓄に関わる金利	$19\$/\text{bbl} \times 110\text{円}/\$ \times 6.29\text{bbl}/\text{kl} \times 4.5\%$ =592円
→ 備蓄コスト	タンク設備経費+維持管理費+石油備蓄に係る金利 =3,700+592 =4,292円/kl・年

#### (4) 「天然ガスの地下貯蔵について」、石油の開発と備蓄、1993年6月

天然ガスについて、緊急時のバックアップ体制のあり方を含めた、効率的で柔軟性のある天然ガス供給体制を検討するため、欧米の天然ガス地下貯蔵の実態調査を行った。また、国内における地下貯蔵に関する現状を整理している。

天然ガスを気体状態で地下に貯蔵する方式は、欧米で盛んに行われており、適当なフィールドがあれば、他の貯蔵方式、例えばLNGタンク等、と比較して経済的に相当有利とされている。地下貯蔵方式は大きく分けて以下の手法がとられている。

- ・ 枯渇油ガス田貯蔵
- ・ 帯水層貯蔵（地層水を置換してガスを地上から導入）
- ・ 岩塩ドーム貯蔵（岩塩層は非常に稠密であり、層内に空間を作るとガス貯蔵に用いることができる。わが国にはこのような岩塩はない。）

わが国の地下貯蔵例として、関原と紫雲寺の例を挙げている。ともに、枯渇ガス田への貯蔵である。貯蔵のコストは、関原と紫雲寺でそれぞれ、約2.0円/m<sup>3</sup>、約2.6円/m<sup>3</sup>である。枯渇ガス田貯蔵は上記3方式の中で最も低コストであり、他の手法を用いた場合はさらにコストが必要となる。

## 2.7 CO2 排出権取引額の将来予測

### 2.7.1 CO2 削減価値の考え方

排出権取引市場における CO2 取引価格とは、すなわち全世界規模で考えた CO2 の限界削減費用であることは1.4.6で示した通りである。

ただ、CO2 削減価値としては、排出権取引市場における取引価格ではなく CO2 排出がもたらす被害額をもって削減価値とする例もあり<sup>4</sup>、また、いくつかの温暖化シミュレーションモデルでは「シャドウプライス」という概念を用いて CO2 削減価値と考えている。表 84 に CO2 削減価値に関する考え方をまとめる。

表 84 CO2 削減価値に関する考え方

①CO2 の限界削減費用	世界的（社会的）に考えて望ましいと思われる水準まで CO2 排出量を削減するために要する費用。排出権市場における CO2 取引価格は、この値となると思われる。
②CO2 排出に伴う限界被害額	CO2 排出による被害額により、CO2 排出の削減価値とする考え方。①と必ずしも等しいとは限らない。
③シャドウプライス	CO2 排出量を制約条件としてエネルギーシステムの最小コストを求めるモデル <sup>5</sup> などで用いられている概念であり、CO2 制約条件を1単位ゆるめた（又はきつくする）時の最小費用の変化額を意味する。①の限界削減費用と似ている。

<sup>4</sup> 三菱総合研究所(核燃料サイクル開発機構委託研究成果報告書)「FBR 投資対効果に関する投資対効果評価システム概念の構築」(平成10年度)のP.54を参照

<sup>5</sup> 例えば、山地・藤井「New Earth 21」といった地球温暖化シミュレーションモデルなど。

## 2.7.2 CO2 排出権取引額を扱った文献

排出権取引価格は CO2 の限界削減費用に等しいため、CO2 の限界削減費用を排出権取引価格として代替することが可能である。以下では、いくつかの研究で示されている排出権取引価格（炭素税価格）について紹介する。

表 85 CO2 排出権取引価格に関する収集資料

資料名	備考
IPCC Database	国立環境研究所によってまとめられたデータベース。各種温暖化シミュレーションの際の炭素税価格データも収録されている。
Energy Journal	99 年に「The Cost of the KYOTO Protocol」として特集が生まれ、京都議定書によって決まった排出権取引に関するシミュレーションを行った論文が多数ある。国際エネルギー経済学会 (IAEE)
CO2 排出削減策としての排出権バンキングの提案	エネルギー経済 97 年 5 月に掲載された山地憲治氏、藤井康正氏などによる論文

### (1) IPCC Database

表 86では、IPCC Database により各モデル別の世界全体でみた Carbon Tax（その多くは CO2 限界費用で定義されている）の推移を示したものである。なお、すべてのモデルは EMF14（エネルギーモデリングフォーラム）において標準化された結果を用いているため、エネルギー需要の構成などは同じであるため、結果の差は、エネルギー需要の価格弾力性、エネルギー効率、などの設定条件によって出てくるものと考えられる。おおむね、以下のことがいえると思われる。

- ・ 排出量を 1990 年に安定化させるためには、2100 年時点では炭素 1 トンあたり 50～2000 ドル程度の炭素税が必要であると計算されており、結果に相当ばらつきがある。
- ・ 2010 年時点で必要とされる炭素税は、60～300 ドル程度である。
- ・ 大気中の CO2 濃度を安定化させるためには、当初はそれほど多額の炭素税は必要としない（2010 年で 3～50 ドル程度）。
- ・ しかし、2050 年以降になってから急激に炭素税額が高まり、多くは排出量を安定化させるレベル以上の炭素税が必要とされる。

表 86 モデル別の炭素税の推移 (IPCC Database)

Model	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
CETA	0	62	195	294	352	323	202	45	125	125	125	125
	2	3	4	7	12	20	33	57	98	174	328	465
HCRA	0	60	119	168	200	217	246	263	281	301	324	346
	0	1	3	0	0	14	51	114	196	298	381	402
ICAM2	0	16	27	57	76	63	60	50	35	37	51	50
	0	15	16	24	31	17	20	22	17	23	24	24
IIASA	0	269	378	342	227	369	503	706	681	944	1,042	831
	3	5	11	18	32	55	95	167	296	533	983	1,803
MARIA		50	99	134	180	236	308	338	462	715	1,018	-
	15	40	57	83	135	193	307	463	686	1,018	1,663	-
MERGE	0	128	202	252	305	314	239	193	148	125	126	126
	0	4	7	13	23	40	79	130	181	192	162	133
MINICAM	0	48	99	153	211	242	244	227	217	213	238	264
	0	0	0	0	0	8	23	84	158	243	328	427
MIT		22	66	154	315	510	727	928	1,109	1,297	1,500	1,731
		16	44	97	195	307	420	509	573	629	684	740

(備考) 1. 上段: Stabilize Emissions (at 1990 Levels) / Standardized Ref.  
 2. 下段: Stabilize Concentrations (at 550 ppm) / Standardized Ref.

同様に、シナリオ別に整理すると表 87 のようになる。エネルギー需要などのデータが EMF において標準化されており、同じシナリオであっても、結果はモデル毎に大きな差が出てくる。

- ・ IIASA、MIT のモデルは炭素税を 1000 ドル近くと高めに算出している。
- ・ ICAM2、MERGE のモデルでは逆に 100 ドル程度と低めに算出している。
- ・ Optimal Carbon Emission Scenario では、炭素排出自体が楽観的見通しをされているため、炭素税額も少ない。

表 87 各モデル別の炭素税の推移 (IPCC Database)

単位：1990\$/mton C

Scenario : Stabilize Emissions (at 1990 Levels) / Standardized Ref.

	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
AIM	0	62	121	210	268	306	351	396	448	503	562	627
CETA	0	62	195	294	352	323	202	45	125	125	125	125
HCRA	0	60	119	168	200	217	246	263	281	301	324	346
ICAM2	0	16	27	57	76	63	60	50	35	37	51	50
IIASA	0	269	378	342	227	369	503	706	681	944	1,042	831
MARIA		50	99	134	180	236	308	338	462	715	1,018	-
MERGE	0	128	202	252	305	314	239	193	148	125	126	126
MINICAM	0	48	99	153	211	242	244	227	217	213	238	264
MIT		22	66	154	315	510	727	928	1,109	1,297	1,500	1,731

Scenario : Stabilize Concentrations (at 550 ppm) / Standardized Ref.

	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
CETA	2	3	4	7	12	20	33	57	98	174	328	465
HCRA	0	1	3	0	0	14	51	114	196	298	381	402
ICAM2	0	15	16	24	31	17	20	22	17	23	24	24
IIASA	3	5	11	18	32	55	95	167	296	533	983	1,803
MARIA	15	40	57	83	135	193	307	463	686	1,018	1,663	-
MERGE	0	4	7	13	23	40	79	130	181	192	162	133
MINICAM	0	0	0	0	0	8	23	84	158	243	328	427
MIT		16	44	97	195	307	420	509	573	629	684	740

Scenario : Optimal Carbon Emissions / Standardized Ref.

	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
CETA	8	11	14	17	22	26	32	38	46	55	66	79
HCRA	0	8	13	17	23	31	39	50	63	77	92	108
ICAM2	0	8	6	3	3	2	2	4	3	2	5	4
MARIA	12	25	36	42	45	64	62	42	58	0	0	-
MERGE	0	6	8	11	15	18	22	31	41	55	73	91

Scenario : Limited Temperature Change / Standardized Ref.

	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
CETA	41	65	104	168	267	430	465	465	465	465	465	465
HCRA	0	0	0	0	0	0	4	28	78	158	248	245
ICAM2	0	21	32	66	120	150	130	130	100	100	110	140
MARIA	23	65	99	144	224	323	484	664	784	880	448	-
MERGE	0	35	61	107	193	345	565	559	552	533	502	470

(備考) 以上、IPCC Database より作成。

(2) Energy Journal (IAEE:国際エネルギー経済学会誌)

国際エネルギー経済学会の学会誌である「Energy Journal」では、いくつかの研究において排出権取引価格をシミュレーションしたものがある。99年の「Energy Journal」では排出権取引価格の見通しについての特集も組んでおり、以下では、その中の研究結果のうちいくつかについて概要を示す。

1) Requiem for Kyoto; An Economic Analysis of the Kyoto Protocol

W, Nordhaus, J, Boter (共にイェール大学) による RISE98 モデル (DISE Model の改良型) によるもので、98年に行われたエネルギーモデリングフォーラム (EMF98) にも参加している。同モデルによる排出権取引価格は、以下のシナリオ別に示されている。このモデルによるシミュレーション結果は表 88に示す通りである。

排出権取引価格といっても、どの程度の規模の排出権取引市場を設けるかによって価格が異なっていることがわかる。すなわち、排出権取引市場のなかに炭素の限界削減費用が低い国が入っていた方が取引価格は安くなるわけである。

<RISE98：シミュレーション・ケース>

①Reference	炭素税も課さずに制約条件なしとした場合。すなわち、京都議定書は達成されない。
②Optimal	排出権取引なしで各国別の炭素税を課して京都議定書を達成するが、炭素排出シナリオが最善のケース。
③Global Trade	世界全体で排出権取引を行って京都議定書を達成させる場合
④Annex I Trade	Annex I 所属国のみで排出権取引を行って京都議定書を達成させる場合
⑤OECD Trade	OECD 諸国で排出権取引を行って京都議定書を達成させる場合
⑥No Trade	排出権取引なしで京都議定書を達成させる場合

表 88 各シミュレーションケース別の炭素価格

	1995	2010	2050	2100
Reference	0	0	0	0
Optimal	2	3	12	43
Global trade	0	17	36	46
Annex 1 trade	0	57	222	300
OECD trade	0	144	350	406
No trade	0	127	314	442

(備考) 単位：Price of emissions permits in dollars per ton carbon l

## 2) Effect of Restrictions on International Permit Trading: The MS-MRT Model

この論文は、P,Bernstein 氏 (チャールズ・リバー・アソシエイツ)、T, Rutherford 氏 (コロラド大学) らによって行われ、MS-MRT Model (Multi Sector, Multi Region Trade Model) によるシミュレーション結果である。このモデルでもシナリオ毎に排出権取引価格が示されており、検討されたシナリオケースは以下の通りである。排出権取引市場創設時における様々な制限 (購入制限、販売制限、独占的価格設定) などを想定した点に特色があり、結果は表 89、表 90に示す通りである。

### <MS-MRT Model : シミュレーション・ケース>

検討されたシナリオ		概要
①Benchmark	No Trading	排出権取引なし
	Annex I Trading	Annex I のみでの排出権取引
	Global Trading	世界全体で排出権取引
②Restricted Trading Case (Annex I)	Annex I Trading	Annex I のみでの排出権取引 (①と同じ)
	Annex I - 50B	買国の排出権購入規模を削減義務の 50% に制限 (ただし、Annex I のみで排出権取引実施)
	Annex I - 30B	買国の排出権購入規模を削減義務の 30% に制限 (ただし、Annex I のみで排出権取引実施)
	Annex I - 10B	買国の排出権購入規模を削減義務の 10% に制限 (ただし、Annex I のみで排出権取引実施)
	Annex I - 30S	売国の排出権販売規模を 30% に制限 (ただし、Annex I のみで排出権取引実施)
③Monopolistic	Monopoly	旧ソ連が独占的排出権提供者となるため、競争市場における排出権価格よりも高くなるシナリオ
	EE/FSU Domestic Permit Price	上記、独占時における旧ソ連・東欧州における国内排出権取引価格
④Restricted Trading Case (Global)	Global Trading	世界全体で排出権取引 (①と同じ)
	Global - 50B	買国の排出権購入規模を削減義務の 50% に制限 (ただし、世界全体で排出権取引実施)
	Global - 15S	売国の排出権販売規模を 15% に制限 (ただし、世界全体で排出権取引実施)

### <MS-MRT Model における地域区分>

USA (※)	United States
JPN (※)	Japan
EUR (※)	Europe Union of 15
OOE (※)	Other OECD
SEA	Korea, Singapore, Taiwan, Thailand, Malaysia
OAS	Other Asia
CHI	China & India
FSU (※)	Eastern Europe & Former Soviet Union
MPC	Mexico and OPEC
ROW	Rest of World

(備考) ※は ANNEX I に属する国を示す。

全世界で排出権取引を行うケースがもっとも安くなるのは、他研究と同様だが、規制された排出権市場では、規制されない市場よりも取引価格が高くなるのがわかる。また、同じ規制された市場でも、ANNEX I 諸国内での取引と、世界全体での取引では、排出権取引価格は後者の方が安くなる。

また、旧ソ連が、唯一の供給者としての独占力を行使すれば、それは同国の国内価格よりも相当高い値段で国際市場に売り渡すことができることが示されている。

表 89 各ケースにおける排出権取引価格

Scenario			2010	2020	2030
①Benchmark	No Trading	USA	\$275	\$314	\$356
		JPN	468	523	526
		EUR	209	309	430
		OOE	249	363	505
		FSU	0	10	49
	Annex I Trading		90	151	225
Global Trading		31	36	32	
②Restricted Trading (Annex I Trading)	Annex I -50B		72	150	225
	Annex I -30B		27	95	201
	Annex I -10B		0	33	89
	Annex I -30S		123	193	275
③Monopolistic	International		129	172	239
	EE/FSU Domestic		46	119	202

(備考) 単位：Price of emissions permits in dollars per ton carbon

表 90 異なった世界排出権取引の仕組みのもとでの各国の国内排出権取引価格

Region	Unrestricted Global		50% Purchase Limit		CDM-15% Sales Limit	
	2010	2030	2010	2030	2010	2030
USA	\$31	\$32	\$102	\$112	\$79	\$181
JPN	31	32	117	224	79	181
EUR	31	32	85	134	79	181
OOE	31	32	90	132	79	181
SEA	31	32	13	19	0	2
OAS	31	32	13	19	0	3
CHI	31	32	13	19	3	5
FSU	31	32	13	26	79	181
MPC	31	32	13	19	1	5
ROW	31	32	13	19	0	5

(備考) 単位：Price of emissions permits in dollars per ton carbon

### 3) The Kyoto Protocol: An Economic Analysis Using GTEM

オーストラリアの農業資源経済局 (Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics) による Global Trade and Environment Model (GTEM) による排出権取引に関するシミュレーションである。シナリオは、

- ・ 排出権取引なしケース、
- ・ Annex 1 所属国内での排出権取引ケース
- ・ ダブルバブルケース (欧州とそれ以外の2つにわけて排出権取引実施)

の3ケースが検討されている。それぞれのケースにおいて、2010年時点の排出権取引価格は表 91のように予測されている。

ダブルバブルケースでは、欧州諸国は安い削減費用をもつ国から排出権を購入できなくなり排出権取引価格が高くなる。また、日本の限界削減費用は、カナダについて高い 693ドルとなっている。

また、感度分析として、旧ソ連諸国がより低い成長率であった場合にはどの程度の排出権取引価格となるかがシミュレートされており、結果としては\$96.6 (92年価格) となっており通常成長ケース時の\$114.3 (92年価格) よりも安くなっている。

表 91 Carbon Emission Penalties at 2010 under the Kyoto Protocol

	No trading	Annex I trading	Double bubble
	US\$ 1992	US\$ 1992	US\$ 1992
Australia	455	114	108
New Zealand	396	114	108
United States	346	114	108
Canada	835	114	108
Japan	693	114	108
European Union	714	114	176
Former Soviet Union	0	114	108
Eastern Europe	40	114	176
Annex I average	322	114	126

#### 4) Emissions Trading, Capital Flows and the Kyoto Protocol

W. McKibbin (オーストラリア国立大学)、M. Ross (米国環境保護庁)、P. Wilcoxon (テキサス州立大学) らによる研究であり、「G-Cubed Multi Region, Multi Sector International General Equilibrium Model」による推計結果である。結果は表 92 に示す通りであり、他研究とほぼ同様のケースが設定されている。なお、①の米国による片務的履行ケースは、他国はまったく行動せずに米国だけが削減義務を達成するケースである。

なお、米国における片務的な達成時の排出権価格（閉鎖的経済）が、排出権取引なし時の排出権価格よりも安いのは、後者の方が国際貿易等によりより安い原油を調達可能なためより高い価格（削減費用）となることである。

表 92 排出権取引価格

		USA	Japan	Australia	Other OECD	China	LDC's
① 米国による片務的履行	2010	80	-	-	-	-	-
	2020	94	-	-	-	-	-
② 排出権取引なし	2010	87	112	181	261	-	-
	2020	101	162	230	315	-	-
③ Annex I 内で排出権取引	2010	61	61	61	61	-	-
	2020	109	109	109	109	-	-
④ ダブルバブル	2010	32	32	32	263	-	-
	2020	71	71	71	318	-	-
⑤ 世界全体で排出権取引	2010	23	23	23	23	23	23
	2020	37	37	37	37	37	37

(備考)単位：Permit price (\$95)

## 参考文献

※以下の分野別に分類しているが、別の分野でも重複して参考とされている文献もある。

### <分野>

- ・ 経済社会シナリオ・エネルギー需給
- ・ 新エネルギー
- ・ 資源埋蔵量
- ・ 発電技術・コスト
- ・ 外部性・安全性評価

### <経済社会シナリオ・エネルギー需給関連>

- [1] 星野光秀, “第17回世界エネルギー会議ヒューストン大会に出席して”, エネルギー経済 25 巻 1 号 p.42 (1999 年 1 月)
- [2] 日本電力調査委員会, “平成 11 年度日本電力調査報告書”
- [3] 通産省, “平成 11～15 年度石油供給計画”
- [4] 内山洋司, “石油を中心とする化石エネルギーの枯渇評価”, 電力中央研究所報告書, 平成 8 年
- [5] 山地憲治 他, “世界のエネルギー資源: 資源量, 需給, 経済性と関連技術動向”, 電力中央研究所報告, 平成 6 年
- [6] 電力中央研究所 経済社会研究所, “電力経済研究”, 1995 年 12 月
- [7] 服部恒明 他, “経済社会・エネルギーの中期展望 ‘98”, 電力中央研究所報告書, 平成 10 年
- [8] 小川芳樹, “我が国の石油産業のニューオプション”, エネルギー経済、第 24 巻、第 2 号、1998 年 2 月
- [9] 小川芳樹、他, “採掘から燃焼までグローバルに見た各化石エネルギー源の温室効果の比較”, エネルギー経済、第 24 巻、第 5 号、1998 年 5 月
- [10] 湯浅俊昭, “エネルギーサイドの地球環境問題と原子力開発の役割”, エネルギー経済、第 25 巻、第 3 号、1999 年 3 月
- [11] 小山 堅, “経済危機とアジア石油市場: その現状と将来展望”, エネルギー経済、第 25 巻、第 3 号、1999 年 3 月
- [12] 木船久雄、他, “我が国の長期エネルギー受給見通しと課題”, エネルギー経済、第 25 巻、第 2 号、1999 年 2 月
- [13] 今中武雄、山地憲治, “電力輸送を考慮した分散電源の配置に関する検討”, エネルギー経済、第 24 巻、第 6 号、1998 年 6 月
- [14] 小川芳樹, “第 14 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスに参加して”,

- エネルギー経済、第24巻、第4号、1998年4月
- [15] 藤目和哉、“新しい「長期エネルギー需給の見通し」の問題点と政策課題”、エネルギー経済、第24巻、第7号、1998年7月
- [16] アジア太平洋エネルギー研究センター、“APEC 長期エネルギー需要見通し”、エネルギー経済、第24巻、第7号、1998年7月
- [17] 電力中央研究所、“エネルギー・電力需給の長期展望”、1984年
- [18] 佐藤 治、他、“我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割”、日本原子力研究所報告、1999年3月
- [19] 日本エネルギー経済研究所、“超長期エネルギー需要の展望”、エネルギー経済
- [20] 湯浅俊昭、“2100年に至る超長期の世界エネルギー需給展望”、エネルギーフォーラム、1995年3月
- [21] 河合祐一、他、“原子力発電開発はなぜ必要か”、エネルギー経済、第24巻、第10号、1998年10月
- [22] 鈴木達治郎、“21世紀に向けて(第17回世界エネルギー会議の総括)”、原子力 eye、第44巻、第12号、1998年12月
- [23] 電力中央研究所、“2010年までの経済、エネルギーの中期展望”、原子力 eye、第44巻、第12号、1998年12月
- [24] “(特集)エネルギー需給の新たな展望”、原子力 eye、第44巻、第10号、1998年10月
- [25] 財団法人エネルギー総合工学研究所編、“2050年への挑戦”、電力新報社、1993年
- [26] 黒田昌裕、他、“二酸化炭素排出量安定化と経済成長”、「地球温暖化の経済分析」(宇沢弘文、他、編、東京大学出版会、1993年)より抜粋
- [27] 中村洋一、“「ゼロ成長の日本経済」第9章 経済成長と環境問題”、日本経済新聞社、1998年
- [28] IPCC 第3作業部会編、“「地球温暖化の経済・政策学」第12章 IPCC の IS92 排出シナリオの評価”、中央法規、1997年
- [29] DOE / Energy Information Administration, “International Energy Outlook With Projections to 2020”, Mar. 1999
- [30] International Energy Agency, “World Energy Outlook”, 1998
- [31] “IPCC 地球環境レポート”、気候変動に関する政府間パネル (IPCC) 報告書、平成3年

<新エネルギー関連>

- [32] エネルギー総合推進委員会、“新エネルギーの将来コストと導入量の見通し”、1998年
- [33] 環境庁企画調整局地球環境部、“地球温暖化防止対策ハンドブック”、平成4年
- [34] 経済社会活性化研究所、“エネルギーの効率化と新エネルギー開発の調査研究”、

平成 10 年

- [35] (株)三菱総合研究所、“新エネルギー導入効果分析調査報告書”、平成 8 年 9 月
- [36] 正田 剛、“我が国における再生可能エネルギーの導入見通しと制度的問題”、エネルギー経済、第 24 号、第 8 巻、1998 年 8 月
- [37] 日本科学者会議公害環境問題研究委員会、「環境展望」編集委員会編、“環境展望 1999-2000”、実教出版、1999 年 5 月

<資源埋蔵量関連>

- [38] “Worldwide look at reserves and production”, Oil & Gas Journal, Dec.28, 1998
- [39] “BP Amoco Statistical Review of World Energy”, BP, Jun.1999
- [40] N.Alazard and L.Montadert, “来世紀の石油資源：前途に何があるのか?”, 石油の開発と備蓄, 1993 年 8 月, p.22-34
- [41] 石井彰, 村岡正貴, “長期石油価格観の新潮流と広がる価格変動リスク・マネジメント”, 石油の開発と備蓄, 1994 年 2 月, p.3-36
- [42] 石井彰, “世界の石油開発活動の現況と埋蔵量・発見動向”, 石油の開発と備蓄, 1996 年 2 月, p.3-22
- [43] 内山直樹, “石炭の資源量制約と環境制約”, エネルギー経済, 1999 年 3 月, p.44-6
- [44] “複合発電の将来展望”, 火力原子力発電, 1998 年 5 月, p.87-106
- [45] “事業用発電設備速報(平成 11 年 3 月末)”, 火力原子力発電, 1999 年 5 月, p.578-597
- [46] “火力発電所の計画”, 火力原子力発電, 1999 年 4 月, p.83-102
- [47] 内山洋司, “石油を中心とする化石エネルギーの枯渇評価”、電力中央研究所報告、平成 8 年 2 月
- [48] 片山優久雄, “エネルギー需給の現状と将来”、季報エネルギー総合工学、第 21 巻、第 1 号、1998 年
- [49] Y.Seki et al., “Preliminary Comparison of Radioactive Waste Disposal Cost for Fusion and Fission Reactors”, J. Fusion Energy, Vol.16, No.3, 1997, p.205-210

<発電技術・コスト関連>

- [50] 国武紀文, “我が国における原子力発電のコスト構造分析”, 電力中央研究所レポート, 平成 10 年
- [51] 杉山大志、他, “グローバル CO2 抑制方策の検討”、電力中央研究所報告、平成 6 年 4 月
- [52] 鈴木 篇, “21 世紀のエネルギー問題 (主として水力)”、電力土木、No.256、1995 年 3 月
- [53] 内山洋司, “発電技術の高効率化に向けた技術動向”、エネルギー・資源、第 20 巻、第 2 号、1999 年
- [54] 二宮敏, “「複合発電」開講にあたって”、火力原子力発電、第 48 巻、第 4 号、

1997年4月

[55] “複合発電プラントの概要(その1)”、火力原子力発電、第48巻、第5号、

1997年5月

[56] “複合発電プラントの概要(その2)”、火力原子力発電、第48巻、第6号、

1997年6月

[57] “複合発電プラントの機器—ガスタービン—”、火力原子力発電、第48巻、

第7号、1997年7月

[58] “複合発電プラントの機器—排熱回収ボイラー—”、火力原子力発電、第48巻、

第8号、1997年8月

[59] “複合発電プラントの機器—蒸気タービン—”、火力原子力発電、第48巻、

第9号、1997年9月

[60] “複合発電プラントの制御”、火力原子力発電、第48巻、第11号、1997年11月

[61] “複合発電プラントの保守”、火力原子力発電、第48巻、第12号、1997年12月

[62] “石炭利用複合発電”、火力原子力発電、第49巻、第1号、1998年1月

[63] “複合発電リパワリング”、火力原子力発電、第49巻、第2号、1998年2月

[64] 湯浅俊昭、“電源別発電コストの将来動向”、エネルギー経済1992年11月号

[65] 内山洋司、“新エネルギー技術評価手法の体系化2 新エネルギー技術の発電コストと経済的開発価値—石炭新発電方式への試算例—”、電力中央研究所報告1983

<外部性・安全性評価関連>

[66] 杉山大志、他、「地球温暖化によるグローバル損害コスト評価の現状」、電力中央研究所報告、1994

[67] 本藤祐樹、内山洋司、「火力発電プラントの環境対策コスト分析」、電力中央研究所報告、1992

[68] 鈴木巧、「水力発電の経済性評価(応用編その1)」、日刊電気通信社1999

[69] 山地憲治、他、「中期経済予測システムの開発と応用」、電力経済研究、1990年3月

[70] 岡田俊郎、「地球温暖化対策とエネルギー政策」、原子力eye、1998年3月

[71] OECD(日本原子力産業会議 訳)、「発電コスト予測(下)」、1999

[72] 加藤和彦、「太陽光発電システムのCO2排出削減効果」、太陽エネルギー、Vol.25, No.4, 1999

[73] 近藤駿介、「エネルギーシステムリスク評価」、エネルギー資源、1989年5月

[74] 谷口武俊、「エネルギーシステムのリスク評価」、エネルギー資源、1995年6月

[75] 廣田恭一、「わが国石油備蓄の行政課題」、ENERGY、1998年3月

[76] 「日本の石油備蓄の経済効果」、石油の開発と備蓄、1994年6月

[77] 「天然ガスの地下貯蔵について」、石油の開発と備蓄、1993年6月

[78] 「主要国の石油備蓄制度概要」、石油の開発と備蓄、1993年8月

- [79] 内山洋司、他、“経済性、セキュリティ、リスクからみた我が国の最適電源構成の検討”、電力経済研究、1986
- [80] 内山洋司、他、“総論－エネルギー技術の評価手法”、エネルギー・資源、89年5月
- [81] “米国電力競争市場におけるエネルギー戦略”、エネルギー経済、93年9月
- [82] “我が国の望ましい超長期の電力供給のあり方”、エネルギー経済、96年2月
- [83] “ドイツにおける環境税導入とその概要”、産業と環境、99年7月
- [84] “米国における排出権取引の現状と課題”、産業と環境、99年1月
- [85] “環境対応に市場原理生かす米国 SO<sub>2</sub> 排出権取引で汚染に歯止め”、日経エコロジー、99年8月
- [86] “The Cost of the KYOTO Protocol”、Energy Journal、1999
- [87] “CO<sub>2</sub> 排出削減策としての排出権バンキングの提案”、エネルギー経済、97年5月
- [88] “地球温暖化問題における排出権取引とその展開”、エネルギー経済、97年11月
- [89] 経団連、「排出権取引・共同実施等に関する調査チーム報告書」、98年6月
- [90] “Electricity Generation and Environmental Externalities:Case Studies ”、Energy Information Administration ,US Department Of Energy、1995.9
- [91] “欧米における CO<sub>2</sub>、SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub> 問題”、海外電力、1999.4
- [92] “Electricity Supply; Consideration of Environmental Costs in Selecting Fuel Sources ”、US General Accounting Office (GAO),1995.5