

B-14 地球温暖化防止対策技術の評価及び評価手法の開発に関する研究

(2) エネルギー・製造関連分野の温室効果ガスアナリシス、対策技術探索、個別技術評価に関する研究

研究代表者 東京大学 曾根 悟

通商産業省工業技術院 電子技術総合研究所

エネルギー部 エネルギー情報技術研究室

黒川 浩助

清水 定明

村田 晃伸

加藤 和彦

津田 泉

平成2-5年度合計予算額 27,765千円
(平成5年度予算額 6,782千円)

〔要旨〕エネルギー・製造関連分野における地球温暖化対策を、包括的に分析し評価する方法を開発し、それによって対策技術の探索と評価を行うことを目的として研究を実施した。IEAの国際プロジェクトの下で開発されたエネルギー技術システムの多重期間線形計画モデルMARKALの電子技術総合研究所版を改良し主な分析の手段とした。1988年から2032年までの間に排出される累積CO₂排出量を目的関数としてシステムを最適化し、2010年の一人当たり年間CO₂排出量を現在の水準に抑える技術構成の推移やエネルギーの配分の変化を見いだした。その結果、エネルギー・製造関連分野の対策の中で、発電技術に大きなCO₂低減効果が期待されることを示した。最適化の結果得られる情報を利用して対策技術の有効性を定量的に評価する方法を開発し、エネルギー・製造関連分野の対策の中で大きなCO₂排出低減効果が期待される発電技術の個別定量評価を実施した。評価結果をいくつかの指標にまとめて、対策技術としての個別技術の特徴や有効性を提示し、経済性等の技術データと対策技術としての有効性との関連を明らかにした。また、各技術の導入がエネルギーシステム全体の技術構成に与える変化の分析を通して、対策技術がCO₂排出低減効果を発揮するメカニズムを定量的に明らかにし、対策技術が有効に働くための条件を考察した。

〔キーワード〕技術評価、システム分析、費用対効果、二酸化炭素排出低減

1. 序

二酸化炭素(CO₂)等の温室効果ガスによる地球温暖化問題への対応が国際的な課題となった。CO₂は主としてエネルギー利用に伴って排出されるので、温暖化防止にはCO₂排出の少ないエネルギーシステムの構成を見いだして、そのようなシステムを実現させなければならない。排出削減は原理的には省エネルギー、燃料転換、技術の代替等によって可能であるが、そのために要するコストが経済発展を抑制するのではないかと言う危惧が、積極的な対策を進める阻害要因と

なっている。したがって、対策の費用対効果を明らかにして、コストの少ない方策の組み合わせを探索することが求められる。

費用最小あるいは効果最大の方策の組み合わせを求める手段に、線形計画法が有用であることが実証され広く実用されている。このような数理計画法は、単に有利な解の探索だけでなく、最適解と現実とのギャップを検討することによって、問題解決の要点がより明らかに示唆される点でも意義がある。この観点から、本研究計画では、線形計画モデルMARKAL (Market Allocation) の電総研版を主なツールとして研究を実施した。平成2年度には、CO₂とCH₄の排出の要因分析を行ない、エネルギー・製造関連分野の対策の中で発電技術に大きなCO₂排出低減効果が期待されることを示した。平成3年度及び4年度には、MARKALモデルから得られる最適解情報を用いて対策技術の評価方法を開発するとともに、エネルギー利用に由来する環境排出データ、エネルギー技術データの調査を実施した。平成5年度には、発電技術に関する個別評価を実施した。

2. 研究の目的

本研究は、地球温暖化対策を包括的に分析し評価する方法を開発し、それによって対策技術の探索と評価を行うことを目的とする。とくに、経済性及びCO₂排出量を主な評価指標として、エネルギーシステムの最適構成を見だし、その構成技術の費用対効果の定量的関係を明らかにする。定量的評価方法は、先行計画のもとで開発したエネルギー技術システムの多重期間線形計画モデルMARKALを、改良及び拡張することによって確立する。

一方、世界エネルギーモデル (Edmonds-Reilly Model) を改良及び拡張することによって、世界の中に於ける日本のエネルギー需給バランスに基づいた一次燃料の国際市場価格や供給量、水素エネルギーの利用可能量などの情報を導出し、MARKALを用いた評価の確立に寄与する。

3. 研究の方法

(1) エネルギーシステムモデルMARKAL

MARKALは1978年以来、国際エネルギー機関 (IEA) のおよそ15カ国の共同プロジェクトにおいて開発され利用されている、エネルギー・環境の動学的分析を行うための多期間線形計画法 (LP) モデルである。本研究では、我国のエネルギーシステムを対象として電子技術総合研究所で開発されたMARKALモデルを使用する。分析対象期間は1990年を中心とする5年間から2030年を中心とする5年間にわたる45年間であり、一次エネルギーから用途別の最終需要に至るまでのエネルギーフローのバランス、コスト・効率・導入可能時期・環境への排出物などの設備の特性、およびその導入・運用・廃棄を、種々の制約とともにモデル化している。各期に予想される技術進歩は効率データの向上やコストデータの低下として明示的に取り扱われる。新技術は指定された時点以後に導入可能となる。電力システムに関する制約式としては、設備毎の最大発電量制約式、発電量と需要量・貯蔵量のバランス式、ピーク負荷電力運転予備力制約式、ベース負荷電力運転制約式等が季節別 (夏・冬・中間) 昼夜別に設けられている。その他の主な制約式は、輸入燃料の輸入可能量の上限制約、硫黄酸化物 (SO_x)、窒素酸化物 (NO_x) の排出上限制約等である。エネルギー媒体は約80種、技術は供給技術、需要技術を併せて約

300種である。産業部門、民生部門、運輸部門における23種の用途別の最終エネルギー需要量と燃料価格を外生条件として設定すると、目的関数が表す評価基準から見た各時点の最適な技術構成を線形計画問題の解として求める事ができる。最終需要は用途別に扱われ、各々の用途に有効に利用されるエネルギー量が有効エネルギー需要として設定されるので、最終需要部門の技術構成とともに、投入されるエネルギー種別の構成も目的関数を最適化するように選択される。また、エネルギーシステムの対象期間の総システムコストや累積CO₂排出量等の値が計算される。MARKALの詳しい記述は文献(1)にある。

(2) 対策技術の効果と費用の考え方

本研究で用いた対策技術の効果と費用の考え方の要点を挙げると次のようになる。

(i) 対策としての費用が等しいという条件の下で、エネルギー利用技術も含めた他の全エネルギー技術と対策技術との間で可能な代替に基づいて、CO₂排出低減効果を評価する。

(ii) CO₂排出低減効果は、対象期間内にエネルギーシステム全体から排出されるCO₂の累積排出量(各期のCO₂排出量の単純和)の減少量として評価する。

(iii) 対策技術の費用は、その技術の設備を建設し耐用期間にわたって運用、保守するのに必要な費用として評価する。

この方法では、どの時点で削減されるCO₂の重みも同じなので、対策技術としての費用対効果を正しく評価するには、費用も全ての時点で同じ価値を持つとみなす必要がある。したがって、費用としての設備の建設、運用、保守コストは現在価値換算せずに評価する。

(3) 技術評価指標

対策技術の評価指標として、CO₂排出低減ポテンシャル、排出対低減比、費用対低減比を次のように定義する。

(i) CO₂排出低減ポテンシャル ある時点で、対策技術の設備を導入する場合としない場合のエネルギーシステム全体の累積CO₂排出量の差を、単位建設量当たりの低減量として表した値。対策としての費用が等しいという条件の下で、エネルギー利用技術も含めた他の全エネルギー技術との間に可能な代替に基づいて評価された、設備の耐用期間にわたるCO₂排出低減効果の大きさを表す。

(ii) 排出対低減比 対策技術の設備からの直接CO₂排出量と、設備導入によるCO₂排出低減量の比。設備の直接CO₂排出量は、設備の建設・運転・保守に投入される燃料、エネルギーから放出されるCO₂の量であり、CO₂排出量で計った環境負荷を表す。この直接排出分も設備の導入により削減されているとみなせるので、排出低減ポテンシャルと直接排出分の和を設備導入によるCO₂排出低減量とする。

(iii) 費用対低減比 対策技術の設備のCO₂排出低減ポテンシャルと設備の建設・運転・保守に必要な費用との比。

(4) 評価指標の計算方法

以下の手順に従って(3)で定義した指標を計算する。

(i) MARKALの対象期間の、現在価値換算しない総エネルギーシステムコストを総費用と定める。あらかじめ設定したCO₂排出抑制目標が達成されるよう総費用を調整しつつ、一定の総費用の下で対象期間中の累積CO₂排出量を最小化するエネルギーシステムの将来にわたる技術構成をMARKALを用いて求める。

(ii) 評価の対象とする全ての技術の新規設備建設量変数が非基底になるよう、最適解を変えずに基底を入れ替える。

(iii) 最適状態における電力のCO₂排出原単位と産業部門への投入化石燃料の平均CO₂排出原単位の推移を算出する。

(iv) 総費用一定の下で対象対策技術の新規設備の建設量を1単位増加させ、累積CO₂排出量の変化量と、耐用期間内の対象技術に関わる運転・保守の増加量を求める。

(v) (iii) で求めた投入エネルギーのCO₂排出原単位を用いて、対象技術の設備の建設に由来するCO₂排出量を求める。

(vi) (iv) で求めた累積CO₂排出量の変化量を、設備建設由来のCO₂排出量で補正して対象技術のCO₂排出低減ポテンシャルを算出する。

(vii) (iv) で求めた運転・保守の増加量に伴うCO₂排出量と(v)で求めた設備建設由来のCO₂排出量の和として対策技術の設備の直接CO₂排出量を求める。

(viii) (iv) で求めた累積CO₂排出量変化量と(vii)で求めた直接CO₂排出量の比として排出対低減比を算出する。

(ix) (iv) で求めた運転・保守の増加量に燃料費、保守費を掛けて得られる費用と、設備建設に必要な費用の和を求め、CO₂排出低減ポテンシャルとの比をとって費用対低減比を算出する。燃料価格には各時点の輸入価格を用いる。

手順中(iv)では、総費用が一定であるので、対象技術の設備建設量の増加は、それに伴う費用増加を打ち消すだけのエネルギーシステム構成の変化を引き起こす。従って、対策としての費用が等しいという条件下で、エネルギー利用技術を含めた全エネルギー技術と対象技術との間の代替に基づくCO₂排出低減効果が、(iv)で求められる累積CO₂排出量の変化量を用いて定量化される。但し、MARKALモデルには建設投入エネルギーに由来するCO₂排出はモデル化されていないので、正しい定量化のためには、手順(vi)に述べるように、累積CO₂排出量の変化にその分の修正を加える必要がある。

(5) MARKALの分析に用いたシナリオ

CO₂排出低減対策技術の有効性の定量的な評価結果は、将来のエネルギー需要の伸び率、CO₂排出低減目標水準、対策技術の経済性及び導入可能設備量の見通し等の評価の前提条件に依って変化する。本研究で使用したシナリオの概要を以下に述べる。

表1. エネルギー需要伸び率の見通し

単位(%/年)		'90-'00	'90-'10	'90-'20	'90-'30
産業部門	多消費業種	0.8	0.5	0.4	0.3
	その他業種	2.1	1.5	1.3	1.3
民生部門	業務	3.2	3.2	2.4	1.9
	住宅	3.2	2.8	2.1	1.8
運輸部門	旅客	2.30	2.1	2	2
	貨物	1.2	1.1	1.1	1.1

表2. エネルギー需要シナリオ

年		1990	2000	2010	2030	単位
産業部門	動力	1234	1413	1492	1674	PJ /年
	ボイラ	984	1115	1171	1295	
	加熱炉	1496	1721	1824	2057	
	鉄鋼	940	985	999	1029	
	セメント	160	174	173	171	
	電気分解	110	112	113	115	
	化学原料	1192	1271	1282	1308	
民生部門	照明・動力	869	1190	1583	1833	
	暖房	749	1026	1327	1548	
	給湯	1330	1822	2389	2778	
	空調	176	241	327	377	
運輸部門	鉄道	71	68	84	129	
	乗用車	1254	1659	1939	2686	
	バス/トラック	1293	1572	1738	2148	
	航空機	228	331	423	695	
輸入口格	船舶	545	630	733	982	
	原油	4.04	4.41	5.26	7.47	90USD /GJ (LCV)
	LNG	4.03	4.41	5.25	7.47	
	一般炭	2.11	2.31	2.75	3.91	
原料炭	2.07	2.27	2.70	3.84		
人口		123.6	127.4	130.4	123	百万人

①エネルギー需要，燃料価格，人口増加のシナリオ 最終エネルギー需要は1990年の実績と，長期需給見通し⁽²⁾等を参考に描いた表1に示す今後の見通しに基づき，表2のように設定した。1990年から2030年間の平均需要伸び率は約1.3%であり，産業部門，民生部門，運輸部門のシェアは，2000年には各々47%，29%，24%，2030年には各々39%，34%，27%である。なお，MARKALでは最終需要を用途別に扱い，各々の用途に有効に利用されるエネルギー量を最終有効エネルギー需要として設定する。表2に，分析期間内の輸入燃料価格と人口のシナリオを併せて掲げる。1990年から2030年間の間の原油価格の平均上昇率は約1.6%とした。

②環境負荷に関する制約 酸性雨等の原因物質あるNO_x，SO_xの排出量は，排出対策の普及により着実に減少しつつある。その傾向を考慮して，2000年には1985年の排出量（NO_xは約162万トン，SO_xは約102万トンと推定。但し火山などの自然現象起源の排出は除く）の70%にまで排出量が削減され，以後はその水準が保たれるという設定を行った。CO₂については，2010年の一人当たりの排出量を1990年の水準に抑制するという制約を課した。

(6) 水素利用の環境負荷低減効果の検討方法

Edmonds-Reillyモデルでは，世界全体を9地域で代表しており，日本はオセアニアと共にOECDパシフィックに含まれている。日本のみを1地域とするために，オセアニアを米国と合わせて米国・オセアニア地域と変更した。また，エネルギー消費予測を大きく左右する労働生産性成長率や省エネルギー率の値が，全期を通じて一定値しか設定できなかったものを，各期ごとに値を設定できるようにした。次に，水素エネルギーの導入可能量の情報を得るために，モデルに水素エネルギーの生産・輸送・利用のフローを付加した(図1)。

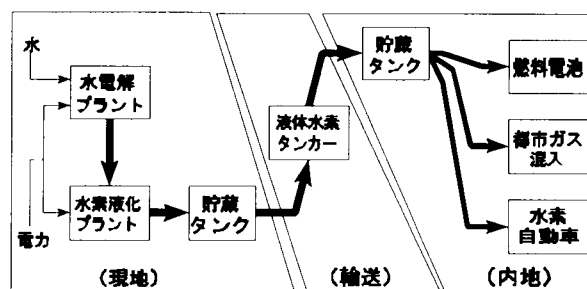


図1. 水素のフロー

4. 分析結果と考察

4. 分析結果と考察

1988年から2032年までの累積CO₂排出量を最小化して，2010年の一人当たり年間CO₂排出量を現在の水準に抑える技術構成の推移とエネルギーの配分の変化を見いだした。得られたシステムの推移を固定し，前節で述べた方法を適用することにより，以下の分析を行った。

(1) 部門別CO₂排出削減可能量

図2は，1990年から2030年にわたる部門別CO₂排出量の推移の一例を示したものである。CO₂排出抑制を特に考えず，モデルの対象期間のエネルギーシステムの総コストを最小化するような技術変化がある場合の排出量と比べた低減量に占める部門別削減量比率は，一人当たりCO₂排出量が1990年の水準に戻る2010年において，発電・変換部門78%，産業部門17%，民生部門4%，陸上運輸部門1%，航空・船舶部門0%であった。これらの結果から，発

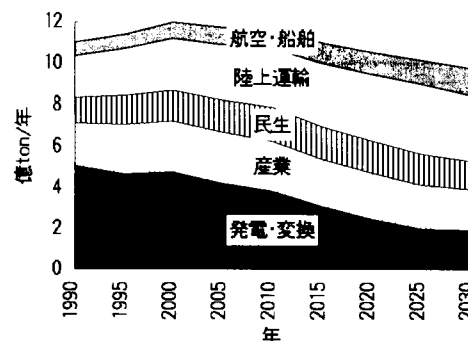


図2. 部門別CO₂排出量

電・変換部門の排出低減可能量が大きいことが分かる。同じ期間に、総発電量は2950PJから5300PJ（1PJ=10¹⁵J）に増加するので、電力の低炭素化の余地が大きい。

（2）個別技術評価の結果

上で述べたように、地球温暖化対策技術としての大きな可能性が発電技術に期待される。そこで、発電技術を対象として個別技術評価を実施した。

①評価対象とした発電技術

CO₂排出抑制技術としての将来性を考慮して、以下の技術をとり上げた。

化石燃料発電技術

LNG複合サイクル発電（LNGCC）、石炭ガス化複合サイクル発電（IGCC）

非化石発電技術

軽水炉原子力発電（LWR）、水力発電

新発電技術

住宅用太陽光発電（屋根置3kWシステム）、地熱発電（蒸気発電方式）、

風力発電（中大型機、集中型）、LNG燃料電池コジェネレーション

CO₂回収型発電技術

回収型石炭火力、回収型石炭ガス化複合発電サイクル火力、

回収型LNG複合サイクル発電火力

表3. 技術データ

技術名	項目	1990年	2000年	2010年	2030年	技術名	項目	1990年	2000年	2010年	2030年
石油火力	建設費(万円/kW)	21	21	21	21	原子力発電 (LWR)	建設費(万円/kW)	35	35	35	35
	最大設備量(GW)	65.28	64.31	47.97	15.27		最大設備量(GW)	31.7	50.7	72.2	115
	効 率(%)	36	36	36	36		最大利用率(%)	73			
	最大利用率(%)	70					耐用年数	30	導入開始		1990年
	耐用年数	20	導入開始		1990年		建設費(万円/kW)		38.19	19.09	19.09
石炭ガス化 複合サイク ル 発 電	建設費(万円/kW)	27	27	27	27	住宅用太陽 光 発 電	最大設備量(GW)		2.65	6.25	11.25
	最大設備量(GW)		0.12	1.5	20		利 用 率(%)	12			
	効 率(%)		43	44	46		耐用年数	20	導入開始		1995年
	最大利用率(%)	70					建設費(万円/kW)	54	55	61	82
	耐用年数	20	導入開始		2000年		最大設備量(GW)	20.83	22.46	26.38	34.22
CO ₂ 回収 石炭ガス化 複合サイク ル 発 電	建設費(万円/kW)			46	46	一般水力	最大利用率(%)	45			
	効 率(%)			33	36		耐用年数	60	導入開始		1990年
	最大利用率(%)	70					建設費(万円/kW)	60	60	60	60
	耐用年数	20	導入開始		2005年		最大設備量(GW)	0.24	0.9	2	5
	建設費(万円/kW)	25	25	25	25		地熱発電 (低コスト)	最大利用率(%)	75		
最大設備量(GW)	4.35	16.74	31.74	61.74	耐用年数	20		導入開始		1990年	
効 率(%)	44	48	50	53	建設費(万円/kW)	125		125	125	125	
最大利用率(%)	60	60	70	70	最大設備量(GW)			0.1	1.5	3.5	
耐用年数	20	導入開始		1990年	最大利用率(%)	75					
CO ₂ 回収 LNG 複合サイク ル 発 電	建設費(万円/kW)			45	45	地熱発電 (高コスト)	耐用年数	20	導入開始		2000年
	効 率(%)			44	48		建設費(万円/kW)	43	43	43	43
	最大利用率(%)			70	70		最大設備量(GW)		0.07	0.15	0.31
	耐用年数	20	導入開始		2005年		利 用 率(%)	20			
	建設費(万円/kW)	26	26	26	26		耐用年数	25	導入開始		1995年
石炭火力	最大設備量(GW)	14.54	32.09	47.11	60	LNG 燃料電池コ ジ ェ ネ	建設費(万円/kW)		50	25	25
	効 率(%)	35	35	35	35		最大設備量(GW)		0.55	3.25	12.25
	最大利用率(%)	70					効 率(%)		39	40	41
	耐用年数	20	導入開始		1990年		最大利用率(%)		80	80	80
	建設費(万円/kW)			69	69		耐用年数	20	導入開始		1995年
CO ₂ 回収 石炭火力	効 率(%)			26	26						
	最大利用率(%)	70									
	耐用年数	20	導入開始		2005年						
	建設費(万円/kW)										

②技術データの設定値

本研究で用いた、対象技術の工学的・経済的データならびに最大導入可能量を表3に掲げる。太陽光発電⁽⁹⁾、LNG燃料電池コジェネに関しては、将来の低コスト化を考慮した。CO₂回収型発電技術は開発途上の技術であり技術データに不確実な点が多いが、次のようにモデル化した。

ア. 回収・処理方法 石炭火力、LNG複合サイクル発電火力については、アミン系化学吸収法による燃焼後CO₂回収（回収率90%）を想定した。石炭ガス化複合発電サイクル火力に関しては、Selextol法による燃焼前CO₂回収（回収率86%）を想定する。いずれの場合も回収CO₂は液化後深海に貯留する事を想定した。

イ. 発電効率の低下 回収、液化プロセスの追加による効率低下のみを考慮する。化学吸収法では、吸収液を再生するための熱負荷を1.21Mcal/kgCO₂、CO₂液化動力を0.1036kWh/kgCO₂と想定して効率低下を算出した。石炭ガス化複合サイクル火力の効率低下は文献（3）所載の値を参考にして決めた。

ウ. 経済性 CO₂回収型発電技術の研究開発は現在進行中であり、経済性についても不確実なことが多いため、本研究では、回収・処理プロセス追加による発電単価の上昇率を目安にして経済性を評価するのが妥当であると判断し、文献（4）（5）所載の発電単価上昇率を参考にして、次のように固定費の上昇率を想定した。なお、表3に掲げる技術特性の設定値としては、発電単価上昇率が下記の範囲の最小値である場合の値を使用した。LNGCCについては煙道ガスCO₂濃度が石炭火力よりも小さい分回収コストが高くなることを考慮した。

	発電単価上昇率	年経費率	固定費上昇率
石炭火力	130～190%	18%	165～250%
IGCC	62～90%	18%	73～110%
LNGCC	57～83%	15%	82～130%

エ. 導入可能時期と導入可能量 専門家に対するアンケート結果⁽⁶⁾を参考にし、かつ2010年に一人当たりのCO₂排出量を1990年の水準に抑制する目標の達成を可能にするために、2003～2007年とした。また、各技術について新設の際、非回収型か回収型かを選択するものとし、非回収型の設備量と回収型の最大設備量の和が、表3中の非回収型技術の最大設備量に等しいものとした。

③CO₂排出低減効果に関する評価結果

この節では、2000年および2010年に建設される各発電設備に関してCO₂排出低減効果を比較する。CO₂排出低減に関する技術導入の効果は、単位建設量当たりの効果を表すCO₂排出低減ポテンシャルと建設量の積として与えられる。図3に掲げるのは、2000年に建設される発電設備のCO₂排出低減ポテンシャルを縦軸に、建設量を横軸に描いたものである。長方形の面積は、2000年建設分に関する各技術のCO₂排出低減効果を表す。なお、地熱発電については、表3に高低2種類のコストを掲げたが、図には両者を建設量で平均した値を表示した。この図から、各技術のCO₂排出低減効果について以下の特徴が読みとれる。

- (i) 低減ポテンシャルが大きい技術は、水力発電、原子力発電、地熱発電である。
- (ii) CO₂排出低減効果は原子力発電が最大で、水力発電、LNG複合サイクル発電が続く。
- (iii) 地熱発電以外の新発電技術では、エネルギー効率の高いLNG燃料電池コジェネが、LNG複合サイクル発電の約2.6倍の低減ポテンシャルを持つが、導入量が小さいので、低減効果

は僅かである。

(iv) 住宅用太陽光発電の低減ポテンシャルは小さいが、新発電技術の中では建設量が大きく地熱発電に次ぐ低減効果を有する。

水力発電の低減ポテンシャルが大きいのは、耐用年数が60年と長いためでもある。大きい低減ポテンシャルを有しながら、LNG燃料電池コジェネの低減効果が小さいのはコストが高いためである。風力発電はLNG複合サイクル発電以上の低減ポテンシャル(2.06 kgCO₂/kW)を有するが、最大建設可能量を小さく設定したため(0.07GW)図示は省略した。非回収型IGCCは導入されない。

2010年に建設される設備に関する結果を図4に示す。2010年には、LNG燃料電池コジェネや住宅用太陽光発電の低コスト化とCO₂回収型火力発電の導入が進んでいる。この図から以下のことが読みとれる。

(v) 回収型LNG火力を除く3種類のCO₂回収型発電技術が排出低減に寄与するようになる。

(vi) 回収型の中では、回収型IGCCが最大の低減ポテンシャルを有する。その値は住宅用太陽光発電やLNG複合サイクル発電を上回り、LNG燃料電池コジェネに次ぐ。

(vii) 回収型の中で一番発電単価上昇率の高い回収型石炭火力の低減ポテンシャルは表示した技術中最小であるが、低減効果は回収型IGCCや住宅用太陽光発電より大きい。

(viii) 低コスト化によってLNG燃料電池コジェネの導入量が増え、地熱発電と同程度の低減効果を発揮するようになる。

なお、前と同じ理由で風力発電の表示は省略した。非回収型IGCCの建設は無かった。

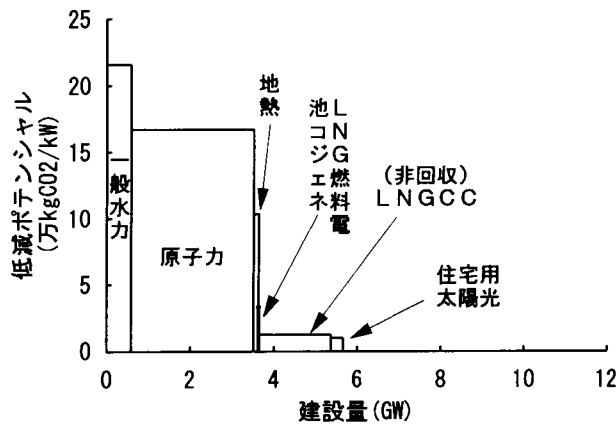


図3. 2000年建設発電設備の低減ポテンシャル

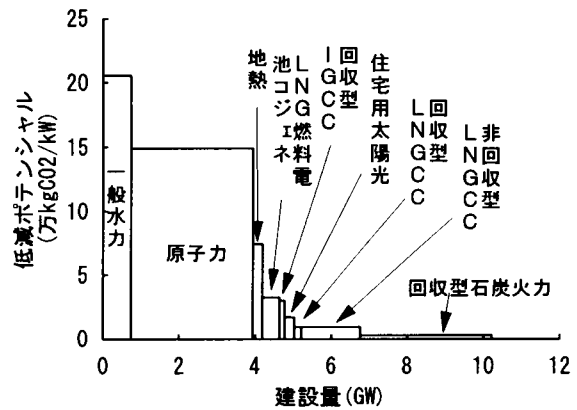


図4. 2010年建設発電設備の低減ポテンシャル

④ 排出対低減比と費用対低減比に関する評価

この節では、2000年および2010年に建設される各発電設備に関して、排出対低減比と費用対低減比を比較する。各技術の排出対低減比を横軸に、費用対低減比を縦軸にとり、(a) 2000年建設分および(b) 2010年建設分の値をプロットした結果を図5に示す。図の右上方に位置する技術は、経済的コストおよびCO₂直接排出量で計った環境コスト対CO₂排出低減効果の比較上効率的な低減手段であると位置づけられる。なお、原子力発電については、ウラン濃縮技術の改良を考慮して、拡散法を用いる場合と遠心分離法を用いる場合を考えた。発電設

備からの直接CO₂排出量の算出には表4に掲げる数値を使用した。ウラン燃料利用に必要なエネルギーは、転換、濃縮、成型、貯蔵、輸送、再処理の各工程の所要量の和である。

この図から、次のような比較が可能である。

(i) 2000年には、各技術が大きく2つのグループに分かれる。第一グループは、図の右上方に位置し、水力発電、原子力発電、地熱発電からなる。第二グループは図の左下に位置し、LNG複合発電サイクル、住宅用太陽光発電、LNG燃料電池コジェネ、風力発電が属する。住宅用太陽光発電は、2010年になると第一グループに移る。

(ii) 水力発電は排出対低減比、費用対低減比の両面で、今回の対象技術中最も効率的なCO₂排出低減手段である。

(iii) 原子力発電は水力発電と同等の費用対低減比を示す。一方、拡散法によってウラン濃縮を行う場合、投入電力に由来するCO₂排出が大きく排出対低減比は水力発電の1/3程度で、地熱発電を下回る。ウラン濃縮に遠心分離法を用いれば、排出対低減比で地熱発電と肩を並べる。

(iv) 地熱発電の排出対低減比は、拡散法による濃縮を使用する場合の原子力発電より大きいが、

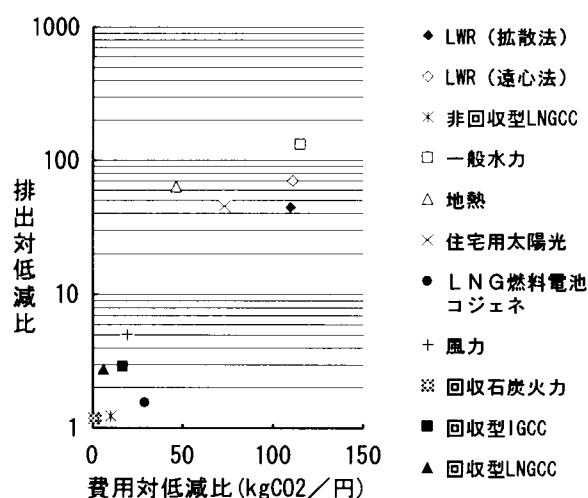
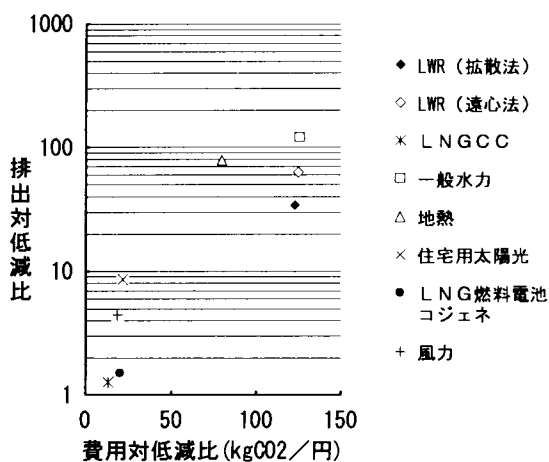
表4 所要エネルギー (7) (8) (9)

建設投入エネルギー

技術名	所要電力量 (GJ/kW)	所要熱量 (GJ/kW)
LWR	1.66	19.1
水力	3.31	13.4
地熱	2.35	10
風力	6.3	34.2
住宅用太陽光	16.00	1.44
住宅用太陽光	10.12	1.44
住宅用太陽光	5.06	1.44

核燃料1kgの利用に必要なエネルギー

ウラン濃縮法	所要電力量 (GJ/kg)	所要熱量 (GJ/kg)
濃縮に拡散法	46.5	19.6
濃縮に遠心法	1.65	14.7



(a) 2000年に建設される発電設備

(b) 2010年に建設される発電設備

図5. 排出対低減比と費用対低減比

費用対低減比では水力発電，原子力発電に劣る。

(v) 回収型発電の中では，回収型 I G C C が排出対低減比，費用対低減比の両方で他の 2 技術より効率的である。

住宅用太陽光発電の 2010 年の排出対低減比，費用対低減比がともに 2000 年に比べて向上するのは表 3 で想定した低コスト化，表 4 で想定する投入エネルギーの減少，電力の低 CO₂ 排出化の進展に伴う直接 CO₂ 排出量の減少の結果である。より高効率な回収型 LNG 複合サイクル発電よりも回収型 I G C C の方が排出低減に有効性を発揮する理由としては，燃料コストの違いとともに次のような事が考えられる。エネルギーシステム全体の燃料転換が進む結果，LNG は輸入量の上限まで利用される。回収型 LNG 複合サイクルの発電量を増やすために発電部門への LNG 投入量を増加させると，他の部門への LNG 投入量が減少する。その結果，他の部門の燃料の高炭素化を招き，回収型 LNG 複合サイクル発電の有効性が減殺される。回収型 I G C C の場合には，燃料の石炭に余裕があるため，このような効果の減殺は生じない。

⑤ 排出低減ポテンシャルの内訳

この節では，発電技術が CO₂ 排出低減効果を発揮する仕方を明確にするために，③で求めた低減ポテンシャルの成分を検討する。まず，CO₂ の排出低減を発電部門での低減と非発電部門での低減に分ける。発電部門における低減は，発電用燃料の節減や CO₂ の回収によってもたらされる。同時に，節減された燃料の再配分，節減された発電費用の再配分および CO₂ 排出原単位の小さい電力の供給拡大を通じて，非発電部門での CO₂ の排出低減を誘起する。非発電部門における排出低減は，電力利用の拡大，コージェネ熱利用の拡大（コージェネレーションの場合），燃料転換等の促進によりもたらさ

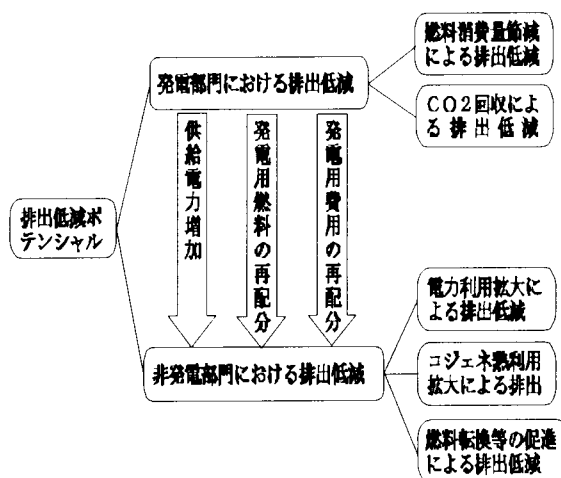
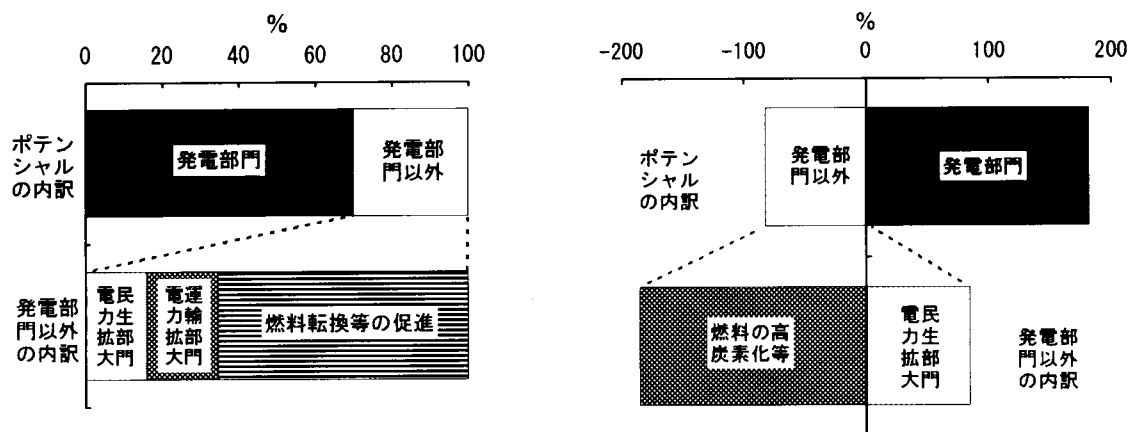


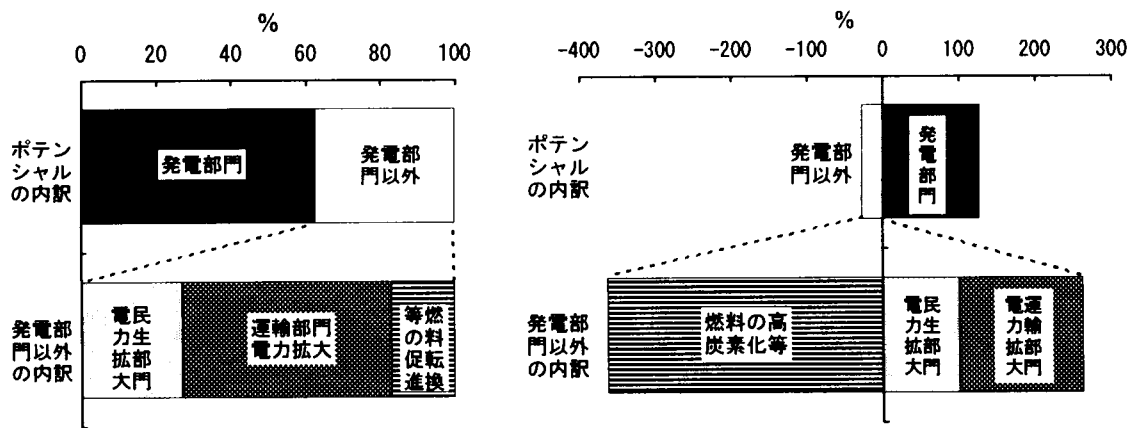
図 6. 低減ポテンシャルの内訳



(a) 原子力発電 (LWR)

(b) 住宅用太陽光発電

図 7. 2000 年建設発電設備の低減ポテンシャル内訳



(a)住宅用太陽光発電

(b)回収型IGCC

図8. 2010年建設発電設備の低減ポテンシャル内訳

れる。これらの関係を図6に示す。

集中型発電の代表として原子力発電と回収型IGCCを、分散型発電の代表として住宅用太陽光発電を取り上げる。

図7に掲げる、2000年における各技術の低減ポテンシャルの内訳を構成比から、以下のことがわかる。

(i) 原子力発電の低減ポテンシャルの約70%は発電部門での低減に、約30%が非発電部門での低減に由来する。非発電部門における低減の約40%は民生部門、運輸部門における電力利用拡大によってもたらされ、残りは燃料転換の促進や省エネルギー化の促進による。

(ii) 住宅用太陽光発電の場合、非発電部門において燃料の高炭素化を余儀なくさせられる事によりCO₂排出量が増えるが、発電部門においてそれを上回る低減効果がある事によって、総合的には低減効果を発揮する。

各技術の導入に伴って生じるシステムの技術構成の変化を調べてみると、民生部門の電力利用拡大はヒートポンプの普及が、運輸部門での電力利用拡大は電気自動車の普及がもたらしていた。

2000年における住宅用太陽光発電の発電コストは40円/kWh程度であり、この高コストが発電費用の再配分機構を通じて、非発電部門の燃料の高炭素化を引き起こすものと考えられる。したがって、将来の低コスト化による改善が期待される。図8(a)は、2010年に建設される住宅用太陽光発電の排出低減ポテンシャルの内訳を示している。このときの発電単価は20円/kWh程度であるが、内訳のパターンは2000年の原子力発電のパターンに近づいており、低コスト化の効果が認められる。

2010年には回収型発電技術が導入される。図8(b)に、回収型IGCCの低減ポテンシャルの内訳を掲げる。パターンは2000年の住宅用太陽光発電に類似しており、高コスト性が反映されている。モデル設定値によれば、2010年の回収型IGCCの発電コストは20円/kWh程度であり、2010年の住宅用太陽光発電と同水準であるが、CO₂排出原単位の違い(2010年において、太陽光発電0.018kgCO₂/kWh, 回収型IGCC, 0.18kgCO₂/kWh)が住宅用太陽光発電との差を生み出していると考えられる。

(3) 水素利用の環境負荷低減効果

今回の分析では、東南アジアにおける安価な水力発電の電力を利用して水を電気分解して水素を製造し、それを液体水素タンカーにより日本へ輸送することを想定した。導入開始時期は2025年とした。国内に於ける水素の需要は、燃料電池用、民生部門での都市ガスへの水素の混入、及び運輸部門での水素自動車を想定した。図9は、水力発電原価をパラメータに取り、2050年と2100年での自動車用燃料、都市ガスおよび発電用燃料への水素導入率（石油換算した割合）を示した図である。水力発電単価が低くなるに従って自動車用燃料への水素エネルギーの導入量が大きくなるが、他はそれほど伸びない。図10は、日本で水素エネルギーの導入を図ったときのCO₂削減への影響を計算した結果を示す。水力発電の発電原価が低ければ水素の導入に有利ではあるが、水素エネルギーを利用するためのインフラ等の固定費用が現状では高いので、それほど大幅な水素の導入がなされない結果になっていると思われる。

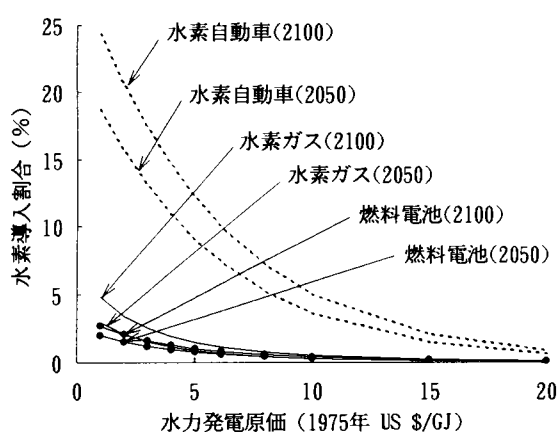


図9. 水素利用の普及率

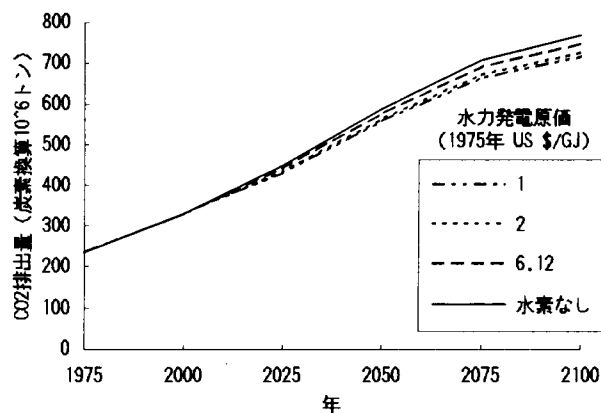


図10. 水素利用によるわが国のCO₂削減効果

5. まとめ

前節の評価結果から得られる主な知見をまとめると以下のようになる。

(i) 水力発電、原子力発電、地熱発電は、排出低減ポテンシャル、費用対効果の両面で優れた対策技術である。住宅用太陽光発電は、文献(9)で想定されているように、コストと製造技術の改良が十分進めば2010年頃にはこれらの技術と同程度の有効性を獲得する。

(ii) 再生可能エネルギー発電やLNG燃料電池コージェネは、CO₂回収型発電技術よりも大きな低減ポテンシャルを有するが、導入量が小さい。CO₂回収型発電技術の低減ポテンシャルはあまり大きくないが、導入量を大きくできる点で全体としての排出低減への貢献が期待できる。

(iii) CO₂回収型発電の中では、石炭ガス化複合発電サイクルが低減ポテンシャル、費用対効果の両面で、石炭火力発電やLNG複合サイクル発電よりも有効である。

(iv) 発電技術の低減ポテンシャルは、発電部門における低減と非発電部門における低減の2要素からなる。非発電部門の低減は、CO₂排出原単位の小さい電力の供給拡大、コージェネ熱利用の拡大、燃料転換等の促進に依る。これらの成分の大きさや正負の向きは、経済性により変化する。

(v) 電力の低炭素化は、ヒートポンプや電気自動車の普及と組合わされることにより、発電部門のCO₂排出低減のみならず、民生部門、運輸部門のCO₂排出低減にも寄与する。

(vi) 海外の安価な水力発電で製造された水素の利用によるCO₂排出低減効果は水力発電単価が安いほど大きいですが、大幅に導入されるためには利用技術等の低コスト化が同時に必要である。

6 本研究で得られた成果

エネルギー技術評価用に開発された線形計画モデルMARKAL (Market Allocation) の電総研版MARKALを主なツールとして、エネルギー利用に関するCO₂排出対策の評価を行った。本研究によって得られた成果を以下に挙げる。

(i) エネルギーシステムの長期的な構成の変化を考慮に入れつつ、エネルギーシステム全体からの二酸化炭素排出量をもっとも効率的に低減するという観点から、エネルギー利用に関する地球温暖化対策技術を定量的に評価する方法を確立した。

(ii) ライフタイムでみた地球温暖化対策技術の二酸化炭素排出低減能力、経済性に関する費用対効果、環境負荷に関する費用対効果を評価するための指標として、二酸化炭素排出低減ポテンシャル、費用対低減比、排出対低減比を提案し、エネルギー・製造関連分野の対策の中で大きなCO₂低減効果が期待される発電技術の評価を行った。

(iii) 対策技術がCO₂排出低減効果を発揮するメカニズムを分析し、対策技術の適切な組み合わせを考察した。

(iv) わが国のエネルギーシステムの分析に適するようにEdmonds-Reillyモデルを改良し、海外の安価な水力発電で製造された水素の利用によるCO₂排出低減効果の定量評価を試みた。

7. 参考文献

- (1)横山 長之編：地球環境シミュレーション，白亜書房，（平2）
- (2)通商産業省：エネルギー'93，電力新報社，（平4）
- (3)NEDO：火力発電プラントからのCO₂回収システムに関する調査（平4・3）
- (4)NEDO：火力発電プラントからのCO₂回収システムに関する調査Ⅱ（平5・3）
- (5)瀬間 徹：CO₂の回収と貯留，OHM，78，3，44～47，（平2・3）
- (6)未来工学研究所：2020年の科学技術，第5回科学技術庁技術予測調査，（平3・12）
- (7)科学技術庁：自然エネルギーと発電技術，（昭58）
- (8)安川 茂：エネルギーシステムからのCO₂環境放出，原子力工業，35，11，28～36（平元）
- (9)産業技術審議会：太陽光発電技術開発の今後の進め方について，（平5・3）

[研究発表の状況]

1. 伊原征治郎，小山茂夫：CO₂排出抑制のエネルギーシステムへの影響，システム/情報/制御（システム制御情報学会誌），35，9，555～562，（平2）
2. 伊原：CO₂抑制のエネルギー技術，水素エネルギー協会第65回定例研究会，（平2・4）
3. 加藤，村田，伊原：水素エネルギー技術のコスト・ベネフィット分析，水素エネルギー協会第12回水素エネルギーシステム研究発表会，No.5，（平2・11）
4. 清水：エネルギーの未来予測，NEWTON，12，9，（平3・7）
5. 加藤，村田，伊原：MARKALモデルを用いた発電技術の経済効果とCO₂排出低減効果の分

- 析, エネルギー・資源学会 第8回エネルギーシステム・経済コンファレンス, No.5-2, (平4・2)
6. 伊原征治郎, 小山茂夫: Analysis of Carbon Dioxide Emissions from Energy Systems, International Journal of Energy・Environment・Economics, 2, 2, 85, (平4)
 7. 村田, 加藤, 清水: 二酸化炭素排出低減手段としての発電技術の有効性のシステム分析, 平成5年電気学会全国大会, (平5・3)
 8. 清水, 加藤, 村田: 労働生産性成長率のシナリオに基づくCO₂排出量の予測, 平成5年電気学会 全国大会, (平5・3)
 9. 村田, 加藤, 清水: 発電技術の二酸化炭素排出低減有効性のシステム分析, 平成5年電気学会 電力・エネルギー部門大会, 論文II, No.231, (平5・7)
 10. 加藤, 村田: MARKALモデルを用いたエネルギーシステムの分析, 化学工学会第26回秋季大会, (平5・10)
 11. 村田, 加藤, 清水: 発電技術の二酸化炭素排出低減有効性のシステム分析(2), 平成6年電気学会全国大会, (平6・3)
 12. 村田, 加藤, 清水: 発電技術の二酸化炭素排出低減効果の動的システム分析, 電気学会論文誌B, (平6) --- 投稿中
 13. 中村, 首藤, 久場, 村田, 加藤, 清水: 水素エネルギー利用の環境負荷低減効果, 平成6年電気学会電力・エネルギー部門大会, 論文II, (平6・7) --- 発表予定