

2013年以降の対策・施策に関する検討小委員会

2012年5月28日

RITEエネルギー・経済モデルによる2030年の経済・CO₂影響分析

(公財)地球環境産業技術研究機構 (RITE)

システム研究グループ

秋元圭吾、本間隆嗣、佐野史典



モデル分析結果の概要

RITE DEARSモデルの概要

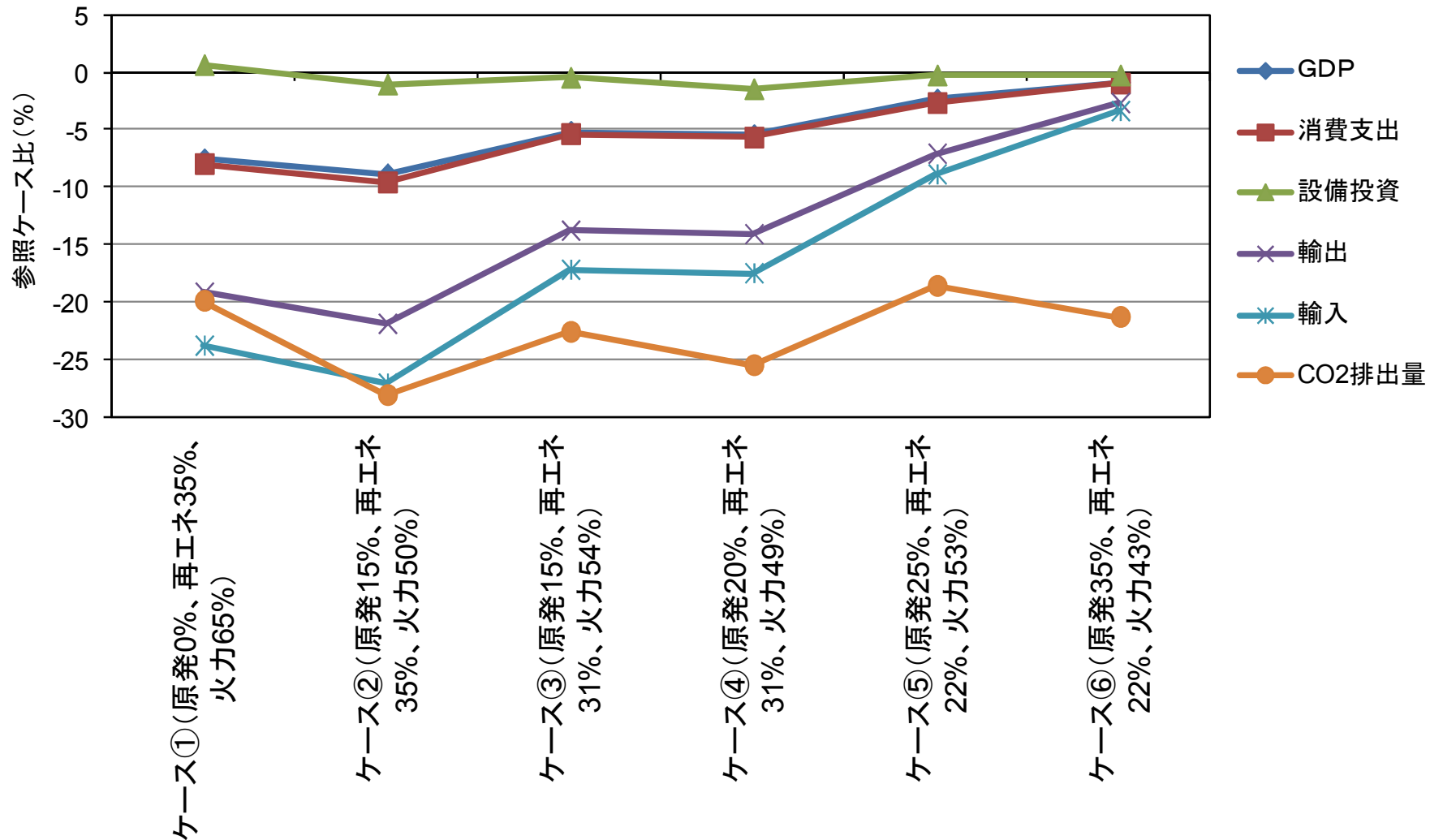
(Dynamic Energy-economic Analysis model with multi-Regions and multi-Sectors)

- ◆ トップダウン型経済モジュールとボトムアップ型エネルギーシステムモジュールの統合モデル
- ◆ 動的非線形最適化モデル（世界全体の消費効用最大化）
- ◆ モデル対象期間：21世紀中頃まで（最適化時点間隔 10年）
- ◆ 世界地域分割：18地域分割
- ◆ 非エネルギー産業分類：18産業分類
- ◆ エネルギー産業分類：一次エネルギー8種、二次エネルギー4種
- ◆ GTAP (Global Trade Analysis Project) モデル・データベースに基づく産業連関構造を明示した経済モジュール
- ◆ 簡略化ながら、ボトムアップ化したエネルギーシステムモジュール
 - ✓ ボトムアップ的にエネルギー供給技術（発電技術等）、CO₂回収・貯留技術をモデル化
 - ✓ 一次エネルギー供給：8種類をモデル化（石炭、原油、天然ガス、水力・地熱、風力、太陽光、バイオマス、原子力）
 - ✓ トップダウン的にエネルギー需要サイドをモデル化（家計：エネルギー価格・所得弾性、産業・運輸：エネルギー価格弾性、これらはすべて経済モジュールとリンク）
 - ✓ 最終エネルギー消費：4種類をモデル化（固体燃料、液体燃料、気体燃料、電力）

RITE DEARSモデルの特長

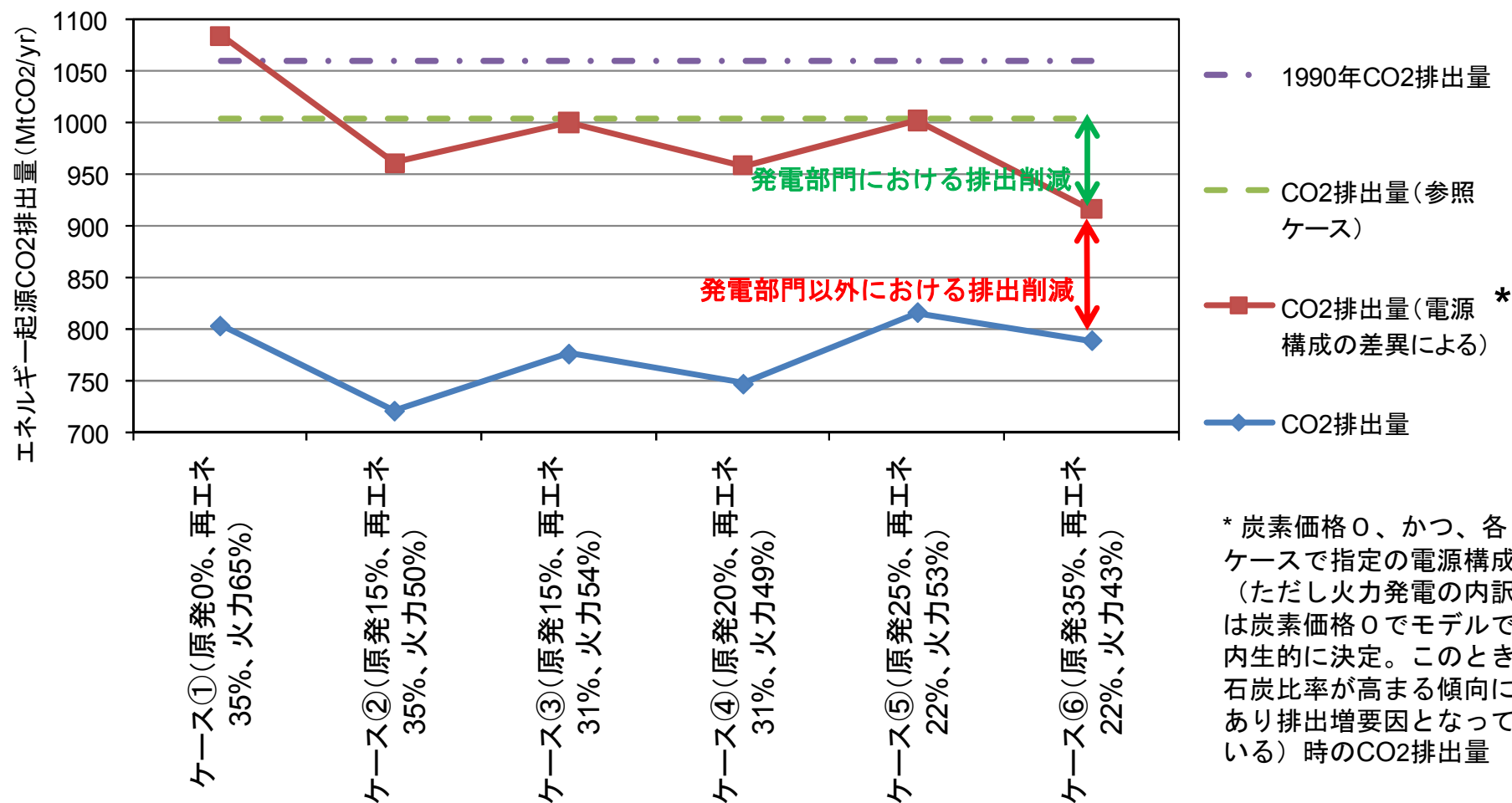
- ◆ エネルギー供給、発電部門については、産業連関表の情報では不十分であるため、技術別にボトムアップ的なモデル化を行うとともに、IEA統計等と整合性を持つようにデータの調整を行っている。これによって、エネルギー・経済の統合的な分析・評価が可能となっている。また、これにより、「コスト等検証委員会」の電源別発電コスト、および選択肢毎の発電構成を前提条件とした経済分析が可能となっている。
- ◆ 21世紀半ば（2047年）までの期間の動学的最適化を行っている（Forward-looking型モデル）。例えば、2030年頃までの対応を考えた上で、2020年の最適な対応が導出される。
- ◆ 産業連関表は国際的なCGEモデル分析で広く利用されているGTAPに基づいており、産業の国際移転（産業のリーケージ）を含めた分析が可能である。（GTAPモデルは静学的モデルであるが、DEARSは動学的モデルとしている。）

2030年のGDP、消費、投資、輸出入への影響



ケース①では、投資は若干大きくなるものの、消費、輸出、輸入ともに低下し、GDPも参照ケース比で7.6%程度の低減が見込まれる。ケース②では更に大きく、8.9%減

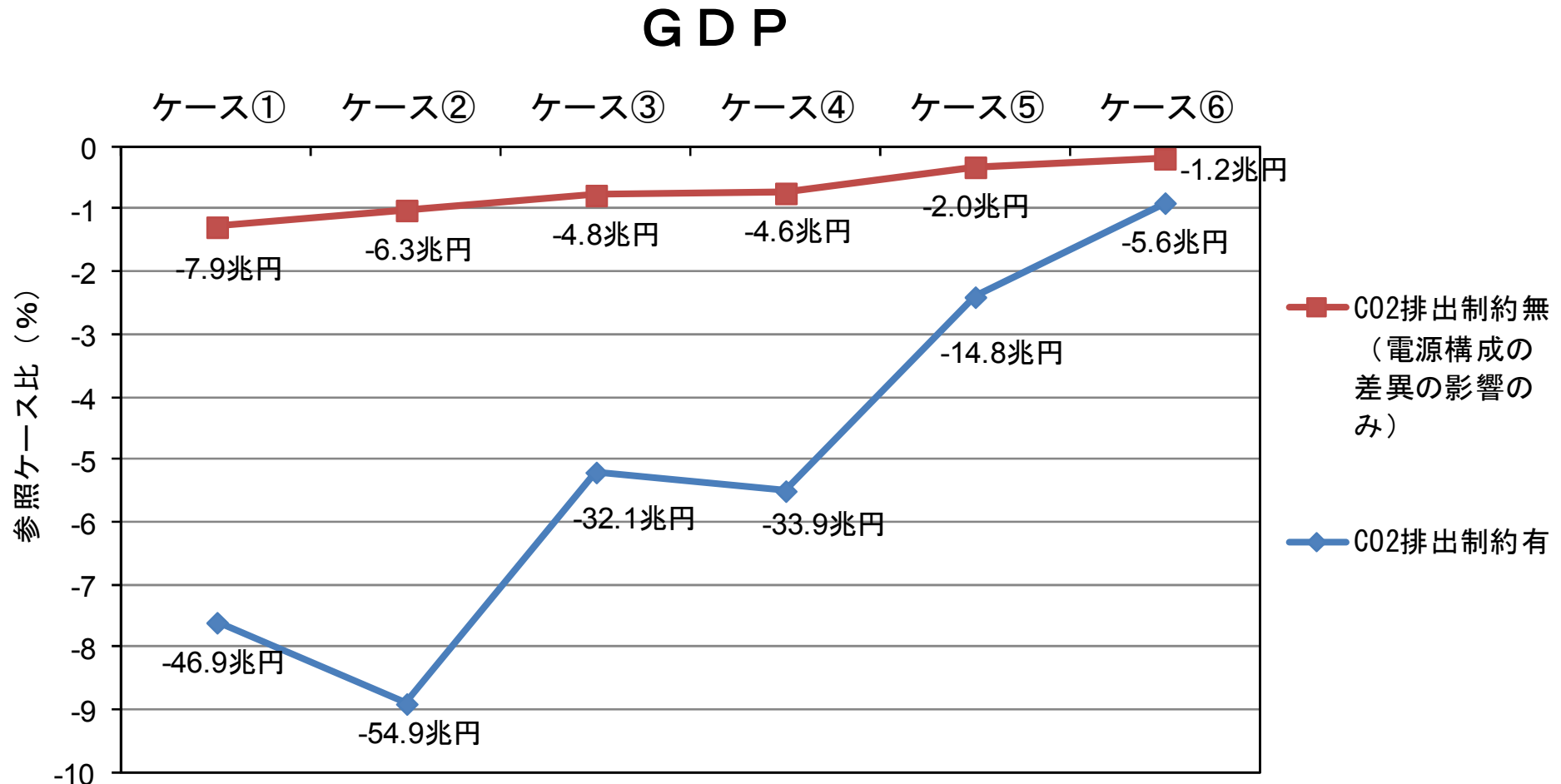
各ケースのCO2排出量



発電部門以外における排出削減は、総合資源エネルギー調査会・基本問題委員会の選択肢は、選択肢に依らず、70 MtCO2程度であるが、2013年以降小委のケースは130～280 MtCO2程度。

2030年のGDPへの影響

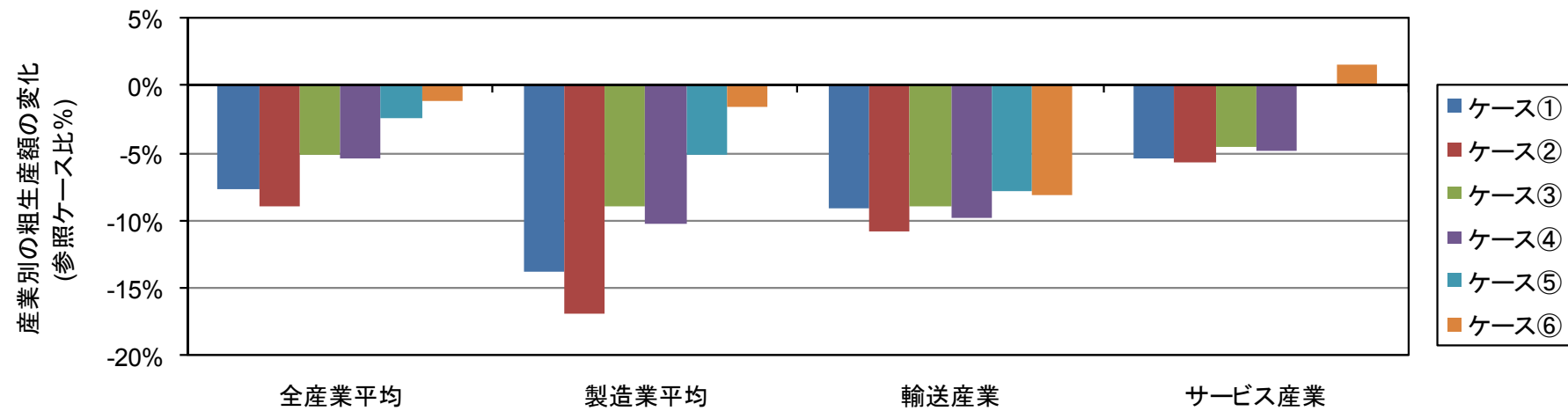
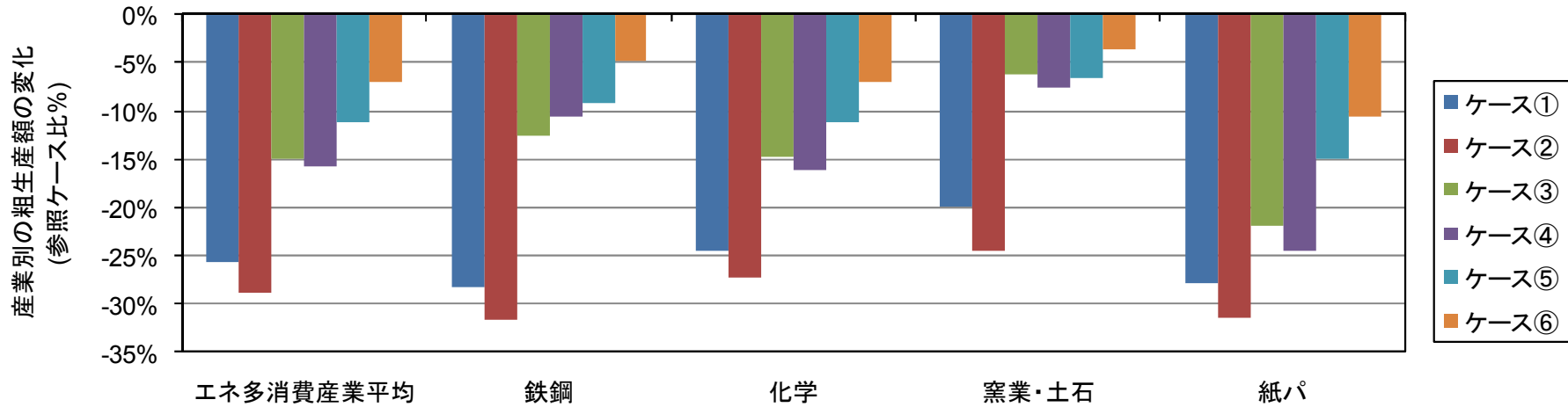
—電源構成の影響とCO2制約込の影響—



CO2制約の影響の方が大きいですが、電源構成の違いによっても、ケース①とケース⑥の間で1.1ポイント程度（年間6.7兆円）の差異が推計される。

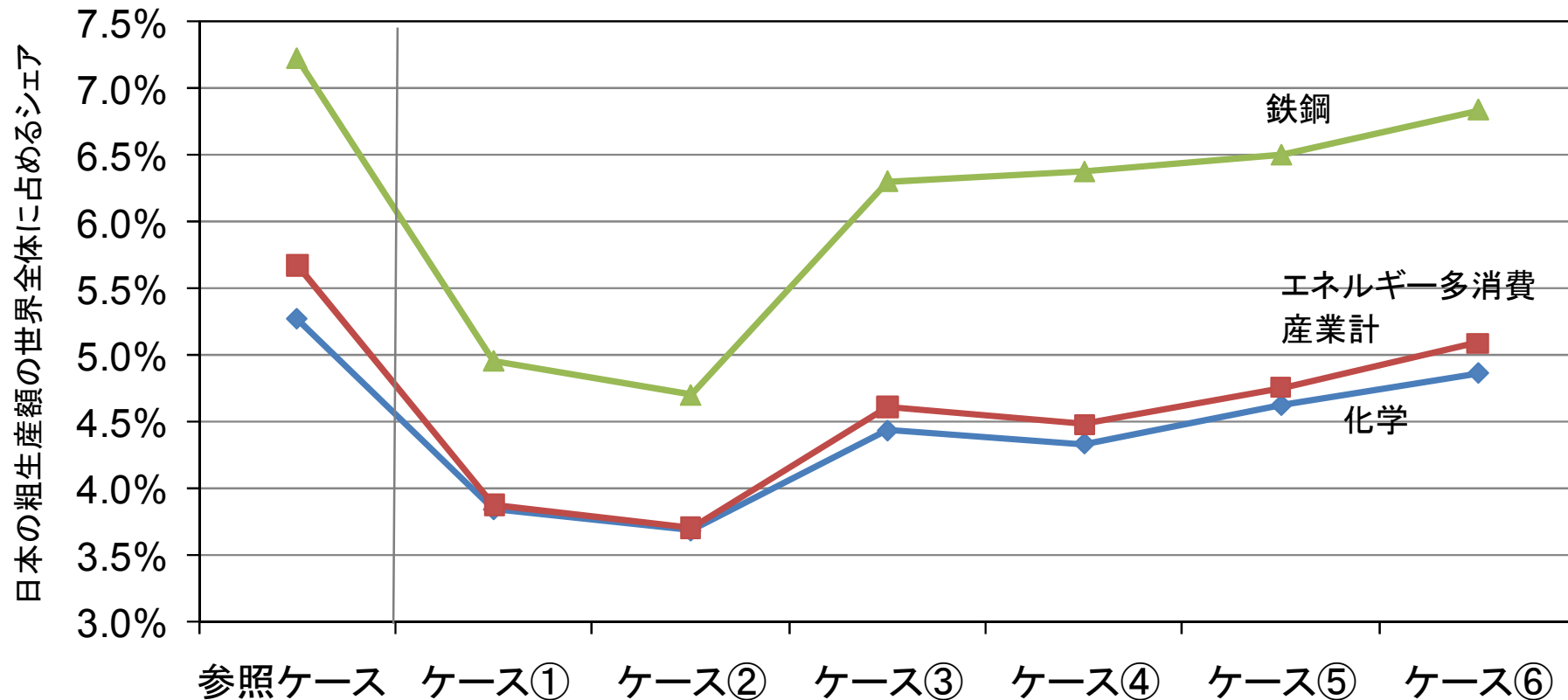
産業部門別影響

2030年



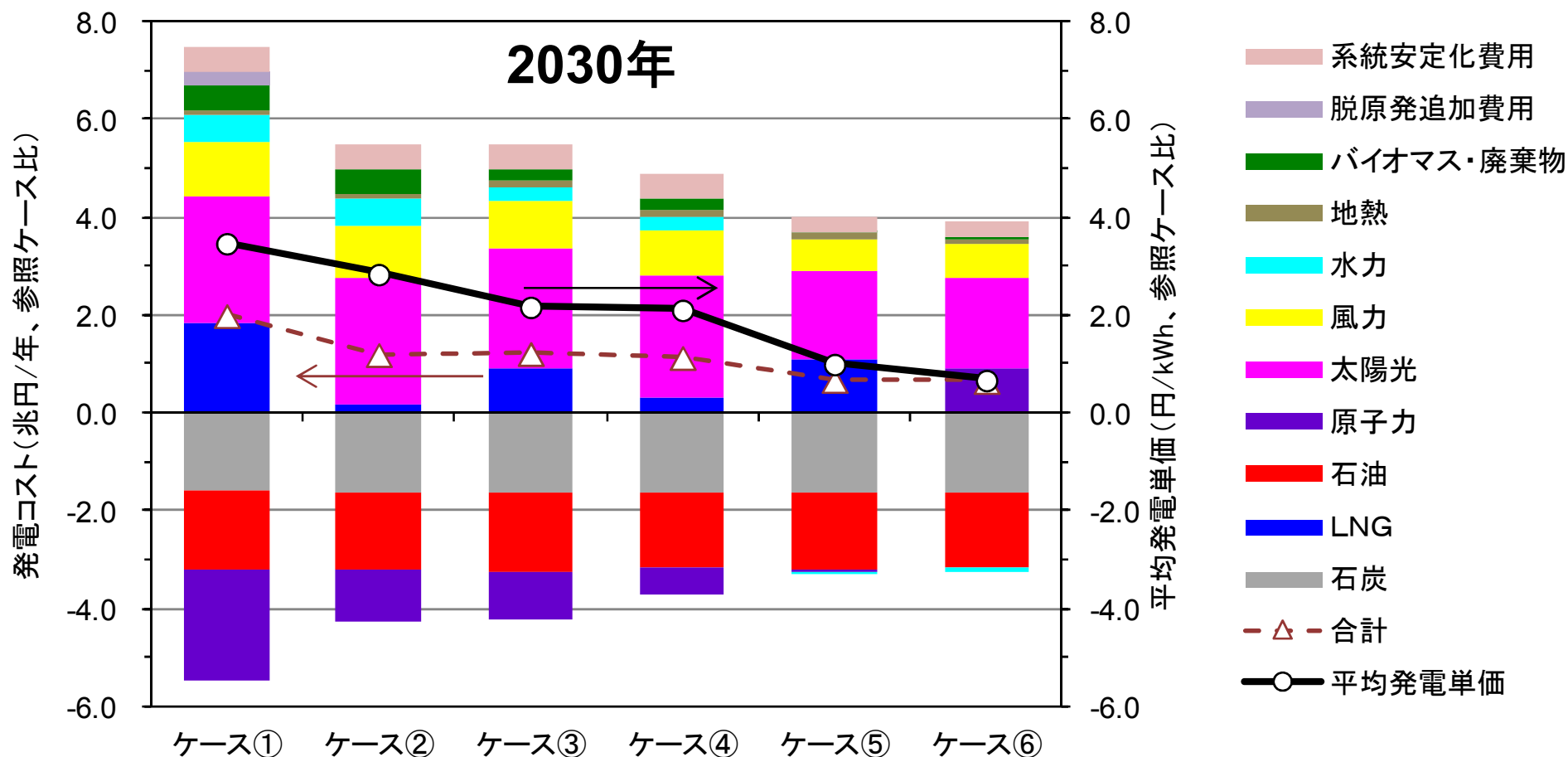
産業リーケージに関する分析

日本の各部門の世界における生産額シェア



特にケース①、②では、日本のエネルギー多消費産業の世界におけるシェアは大幅に低下すると推計される。

発電コストの変化

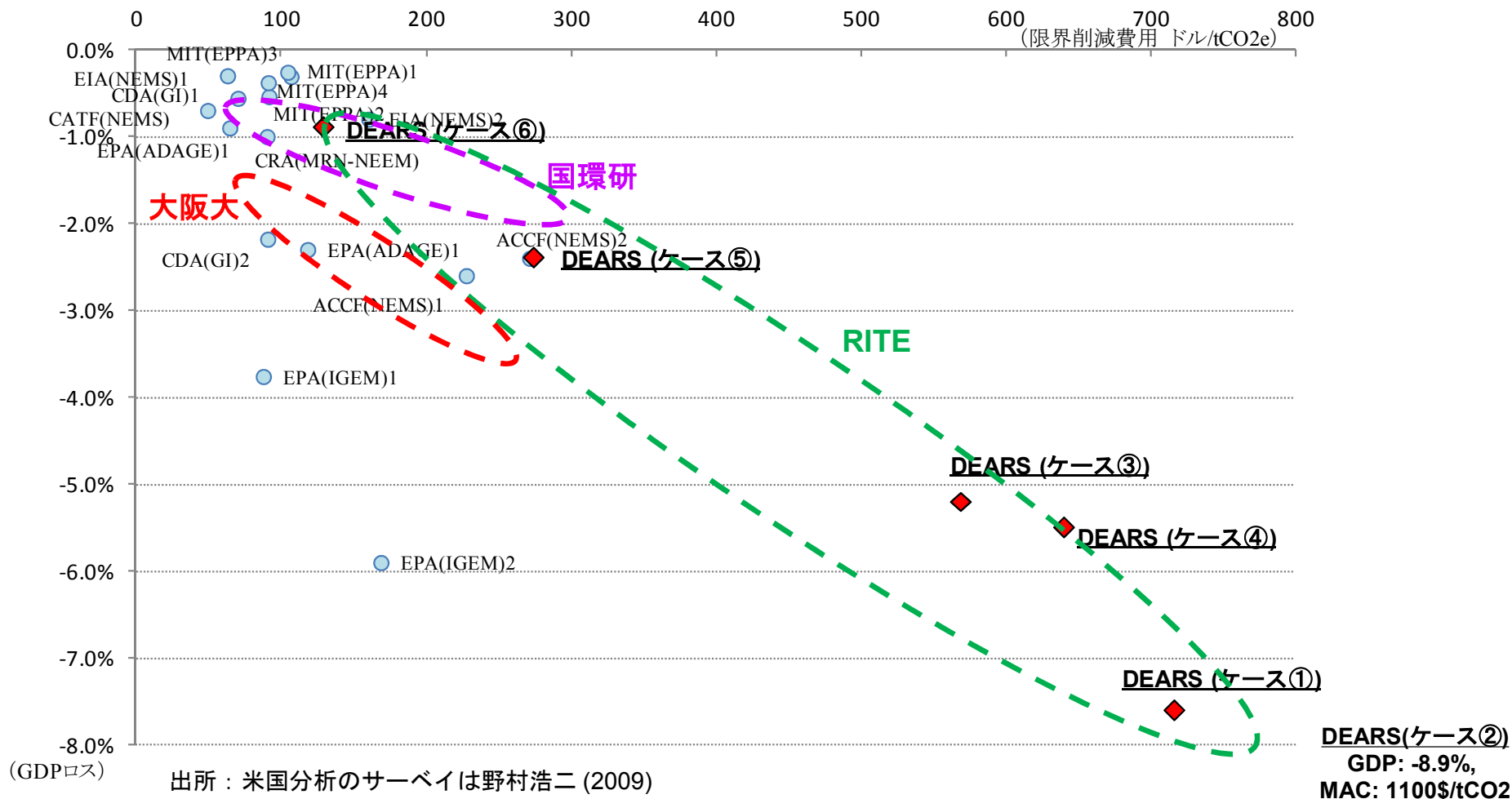


平均発電単価 (参照ケース比)	+3.5 円/kWh	+2.8 円/kWh	+2.2 円/kWh	+2.1 円/kWh	+1.0 円/kWh	+0.7 円/kWh
電力価格 (参照ケース比)	+33%	+24%	+20%	+18%	+7%	+2%
	+133%	+149%	+86%	+89%	+38%	+14%

炭素税を含まない額

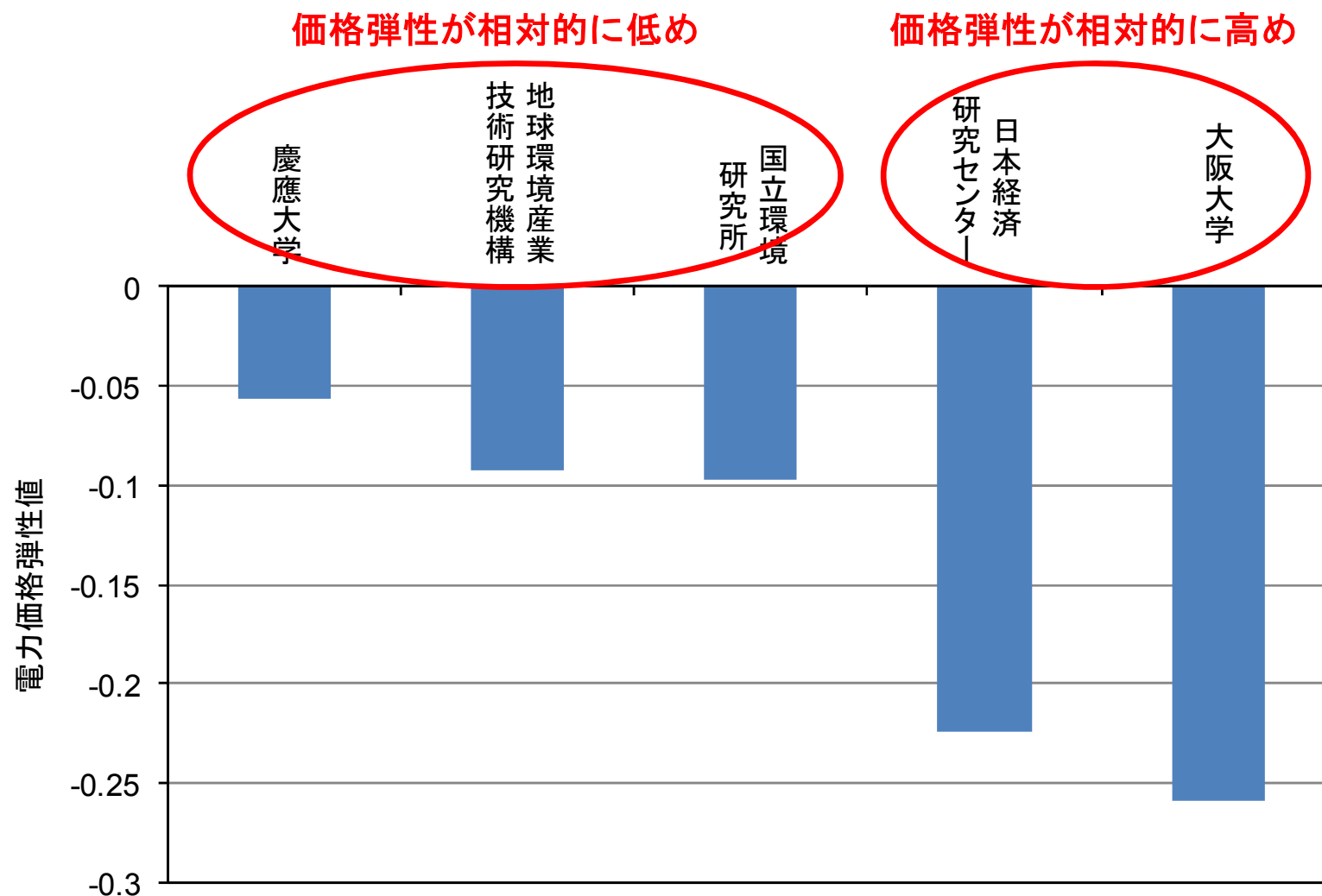
炭素税を含む額

CO₂限界削減費用とGDP損失の関係 — 米国の分析（2030年）との比較 —



RITE DEARSの分析結果は、他モデルの結果に比べGDPロスが大きめではあるが、米国における経済モデル分析結果と比較すると、限界削減費用とGDP損失との関係で必ずしも大きいことはない（むしろGDP損失は安価なほう）。電力の価格弾性の違い（次頁に掲載）が、CO₂限界削減費用の違いに比較的大きく影響していると見られる。（RITE DEARSでは、炭素税は一括還流を想定）

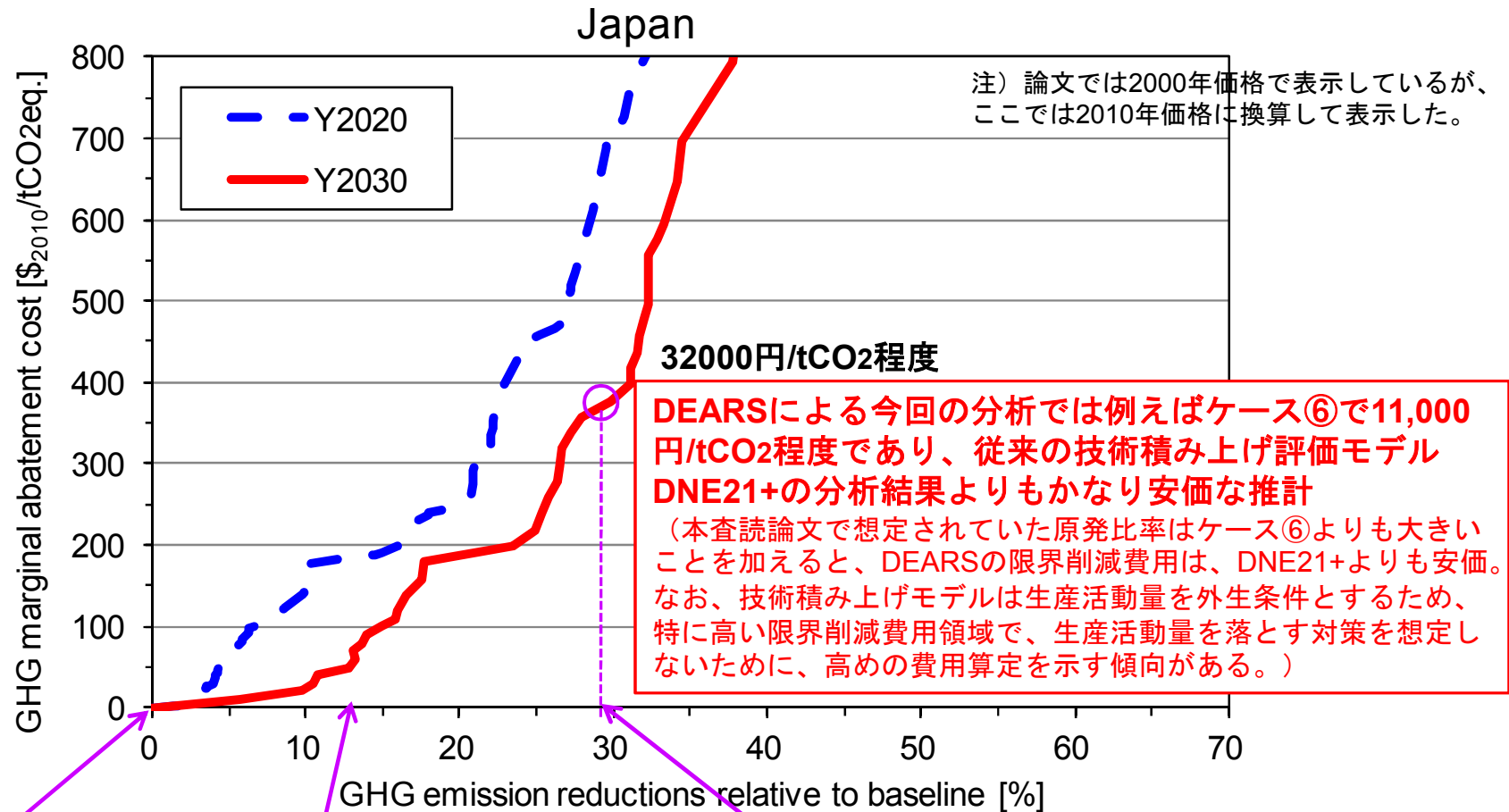
電力の価格弾性



注) 省電力現状比▲10% (参照ケース比約▲13%) の電力価格感度より

DEARSモデルのCO2限界削減費用 —技術積み上げモデルDNE21+との比較—

DNE21+モデルによる限界削減費用推計（原発事故以前の推計：原発通常拡大を想定）



出所：Akimoto et al., Sustainability Science (2012)

2030年DNE21+ベースライン排出量：1990年比 +7%

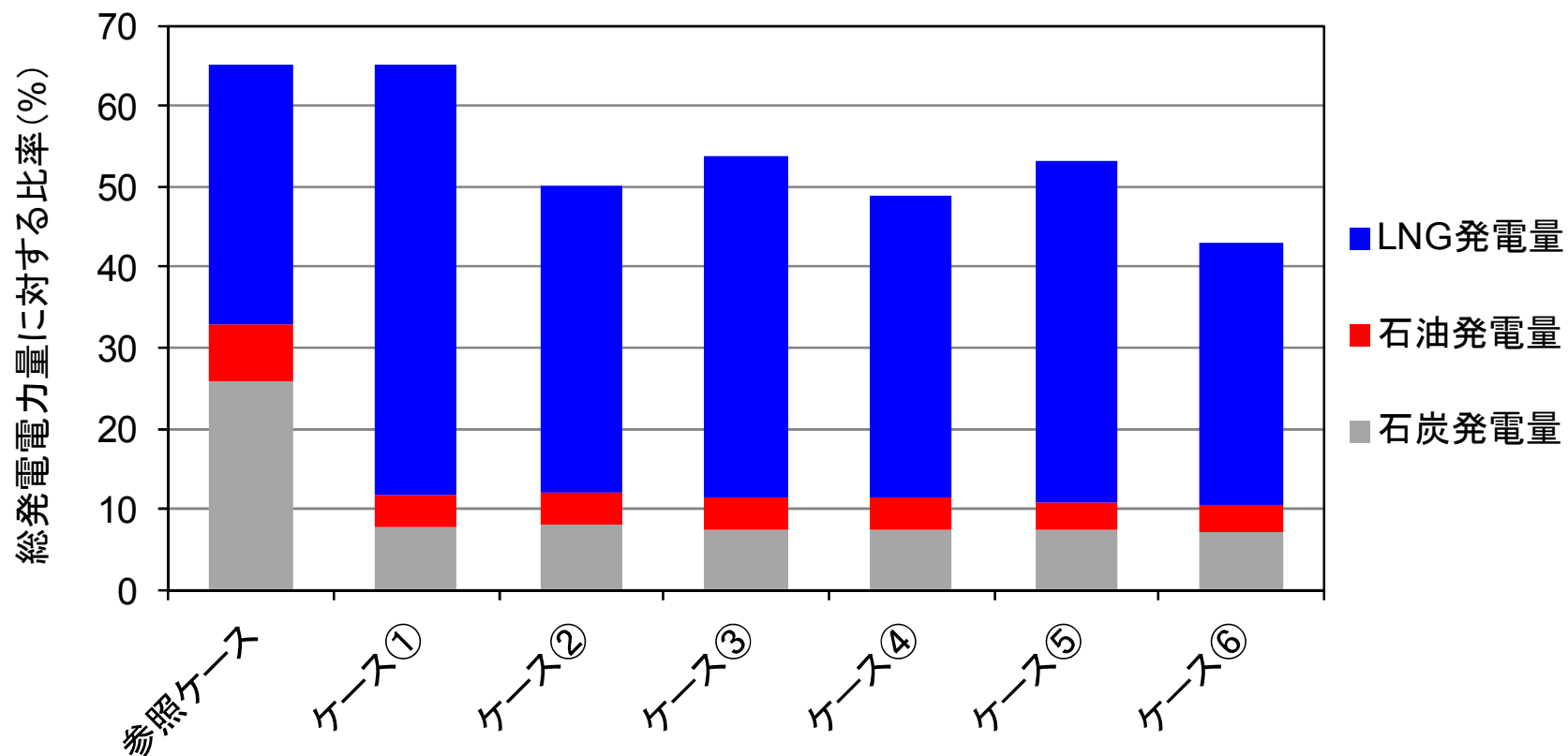
(2020年ベースライン排出量：1990年比 +8%)

ケース⑥相当 (GHG換算で1990年比 ▲24%)

今回分析のベースライン排出量 (事務局想定：発電部門に3400円/tCO₂の炭素価格を想定)

火力発電の内訳

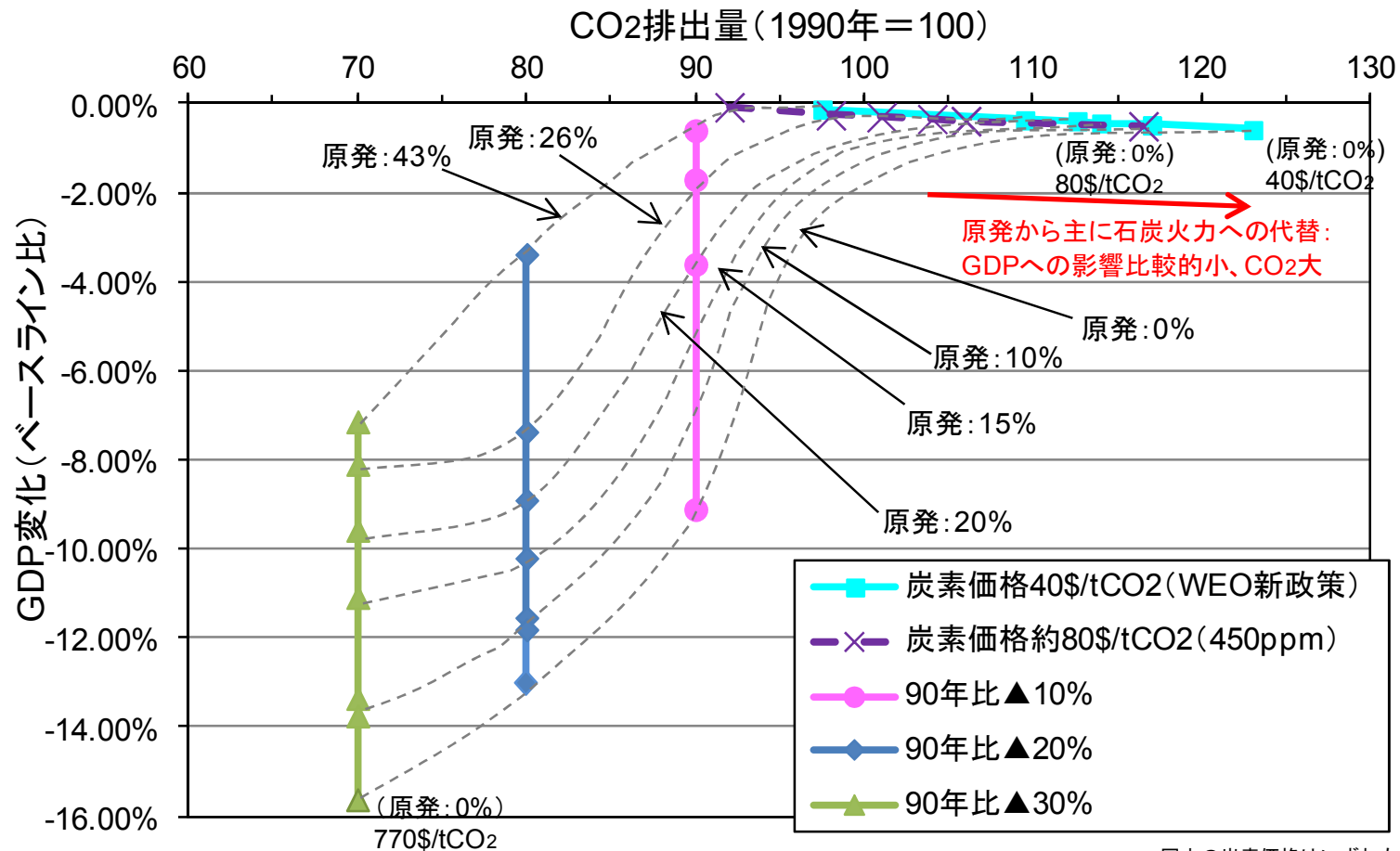
2013年以降小委の分析は、火力発電の内訳は、内生的に決定される炭素価格の下で、モデルで内生的に決定するように、課題設定された。



DEARモデルの計算では、限界削減費用（炭素価格）は、11,000円/tCO₂（ケース⑥）～94,000円/tCO₂（ケース②）であり、この炭素価格の場合、天然ガス発電がコスト効率的となる。ただし、モデルは、エネルギーセキュリティなどを考慮していないこと、次頁以降で述べるように炭素価格の国際的な相場観と各ケースの炭素価格には大きなギャップがあることを理解した上で、本結果を解釈すべき（現実的な炭素価格下では石炭の優位性有）。

**国際的な炭素価格水準に沿った
コスト効率的な対策およびエネルギー
・経済・CO₂のトレードオフに関して**

2030年における日本のCO2排出量、 原発電力量シェア、GDP変化の関係



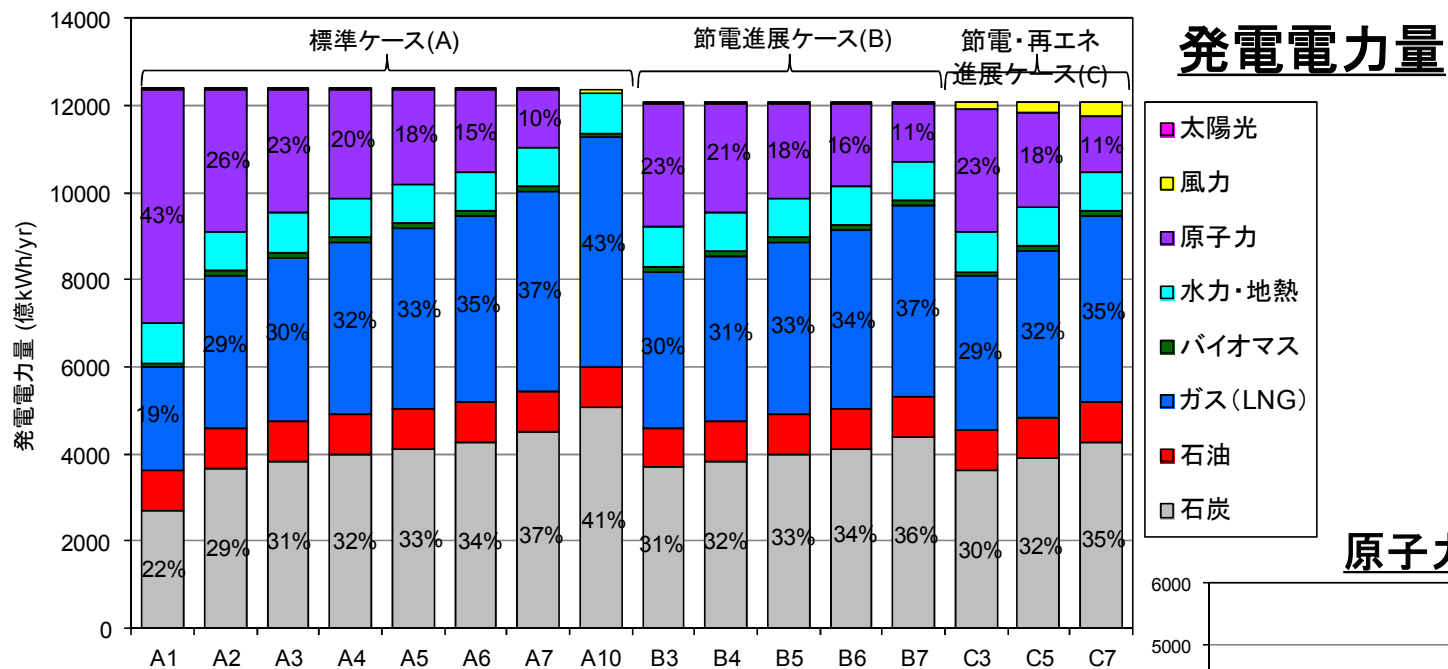
図中の炭素価格はいずれも2010年価格

注) 本分析のマクロフレームはRITE独自のもので、今回の基本問題委、2013年以降小委の想定と合致していない。GDPは、2010-20年：1.7%/年、2020-30年：0.8%/年と今回のマクロフレーム想定よりも少し高い。今回の想定に従えば、全体的にCO2排出量は小さい方向に、GDP損失も小さい方向となる。その他、発電コスト想定も今回の委員会想定と若干乖離がある(今回の委員会での分析以前のRITE独自の研究成果を基に作成した図であるため)。ただし、全体の傾向の把握はこのグラフで可能である。

・ 国際的な炭素価格を想定し、電源間のコスト効率的な選択を許容した場合、原発比率が小さくなると、原発と大きなコスト差がない石炭発電が選択。結果、CO2排出量は大幅増。原発比率、経済影響、CO2排出の間にトレードオフが存在。

2030年における各ケースの発電構成

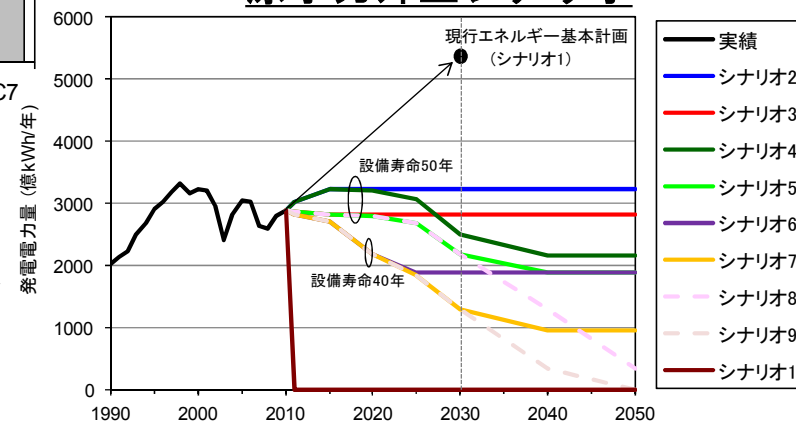
WEO2011新政策シナリオ (2030年40\$/tCO₂)



注) 技術モデルDNE21+による分析結果。原発比率は外生的に与え、他の電源については、想定炭素価格の下でコスト最小化条件で解いたもの。
ここで試算している原発シナリオは、今回の委員会向けシナリオとは直接的には関係していない。シナリオ8, 9は、グラフには表示していない (2030年断面では他のシナリオの比率と同じため)。

出所) 以下のアドレスに、前頁の分析を含め、より詳細な報告書を掲載している。
http://www.rite.or.jp/Japanese/lab0/sysken/system-midandlongterm_energy_CO2analysis.html

原子力外生シナリオ



国際的な炭素価格の相場感に近い40\$/tCO₂程度の炭素価格の場合、原発比率が下がると、石炭およびガスで代替することがコスト効率的。再エネの導入は限定的。前頁で見られるようにCO₂は大幅増

海外の限界削減費用から見た今回のケース

海外の炭素価格（限界削減費用）の相場観

コペンハーゲン合意

(2020年、DNE21+推計)

注) 米国など、実現がほぼ不可能とみなされている目標も多い

	限界削減費用 (US\$ ₂₀₁₀ /tCO ₂)
カナダ	151
EU	99
米国	90
豪州	75
韓国	49
中国	0~18
ロシア	0
インド	0

IEA WEO 2011

新政策シナリオ(2030年)

40 US\$₂₀₁₀/tCO₂

EU 2011

2050年に向けたロードマップにおける2030年

36~61 €/tCO₂

2013年以降小委 ケース①~⑥

経済モデルDEARSによる推計

130~1,100 US\$₂₀₁₀/tCO₂
程度

基本問題委員会 選択肢B~E

経済モデルDEARSによる推計

270~390 US\$₂₀₁₀/tCO₂
程度

技術モデルDNE21+による推計

660~770 US\$₂₀₁₀/tCO₂
程度

限界削減
費用に
極めて
大きな
ギャップ

注) DNE21+の分析は今回の参照ケースのGDPやCO2排出量などと合致させるように調整を行ったものではない。

おわりに

- ◆ 現時点では、450 ppm CO₂-eq目標の実現は相当困難との認識は強い。現実的には、例えば、IEA WEO 2011の新政策シナリオケースの40 \$/tCO₂（2030年時点）程度の炭素価格は、国際的な炭素価格の上限としての認識に近いような価格（コスト等検証委員会もこの炭素価格を採用）
- ◆ 今回の経済分析を行ったケース①～⑥のCO₂限界削減費用（炭素価格）は、11,000～94,000円/tCO₂（130～1,100 \$/tCO₂）と推計され、国際的炭素価格水準とに大きなギャップが存在（RITEよりも安価な推計の国環研、大阪大伴教授分析でもケース⑤、⑥を除けば11,000円/tCO₂を超える大きなギャップ）
- ◆ RITEの限界削減費用推計は、今回参加の他のモデル分析よりも高いものの（慶応大野村准教授が基本問題委員会に提供した分析は、RITEとほぼ同等）、別途、RITEで技術積み上げ評価モデル（DNE21+）による推計からみると、むしろ、今回のRITE経済モデル（DEARS）分析は安価な推計と見られるほどであり、決して保守的な推計とはなっていない（他のモデルの推計は楽観的にすぎる感がある）。
- ◆ 厳しすぎる排出削減目標を取ると、国際的な炭素価格水準と日本の限界削減費用が大きく乖離することとなる。これを国内対策で実現しようとする、産業リーケージ・炭素リーケージを誘発する。また、海外で削減しようすると、国内対策よりは安価にはできるものの、大きな国富の流出が生じる。いかにバランスのとれた削減レベルを目指すかが極めて重要

參考資料

DEARSモデルの詳細

◆ 目的関数（消費効用最大化）

$$\sum_t \sum_r d_t \cdot L_r \cdot \sum_i \theta_{i,r,t} \cdot \log \frac{C_{i,r,t}}{L_{r,t}} \rightarrow \max.$$

$C_{i,r,t}$: t 期 r 地域 i 部門の消費額(内生)

$L_{r,t}$: t 期 r 地域の人口(外生)

d_t : t 期の割引係数(外生) (割引率=5%/年)

$\theta_{i,r,t}$: t 期 r 地域 i 部門の消費効用ウェイト*(外生)

*将来の消費構造を反映するように想定

◆ 資本蓄積関数

$$K_{r,t} = (1 - \text{dep}_{r,t}) K_{r,t-1} + \sum_i I_{r,i,t}$$

$I_{r,i,t}$: t 期 r 地域 i 部門の投資額(内生)

$K_{r,t}$: t 期 r 地域の資本ストック(内生)

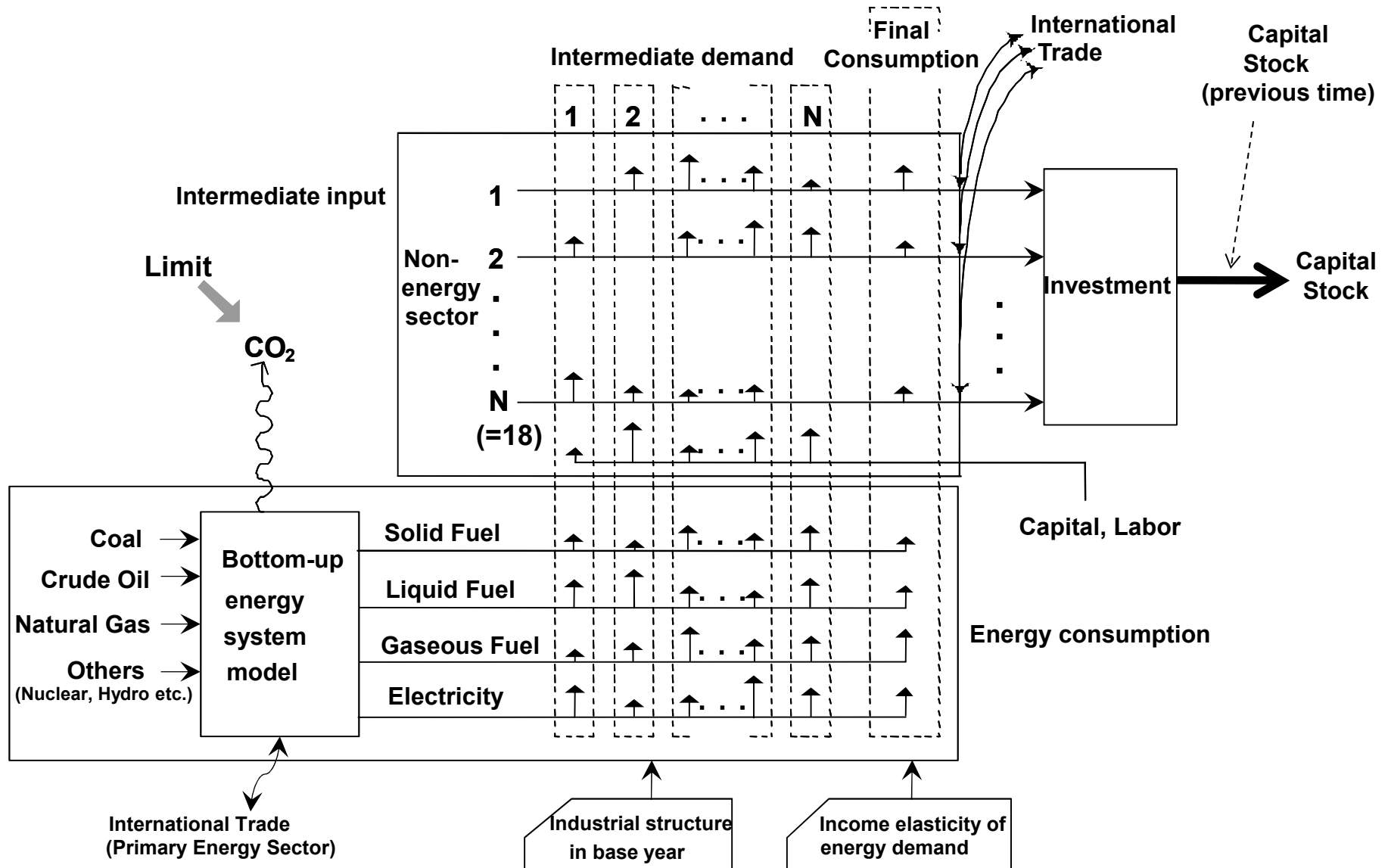
$\text{dep}_{r,t}$: t 期 r 地域の資本減耗率(外生)=5%/年

◆ 非エネルギー部門の生産のモデル化

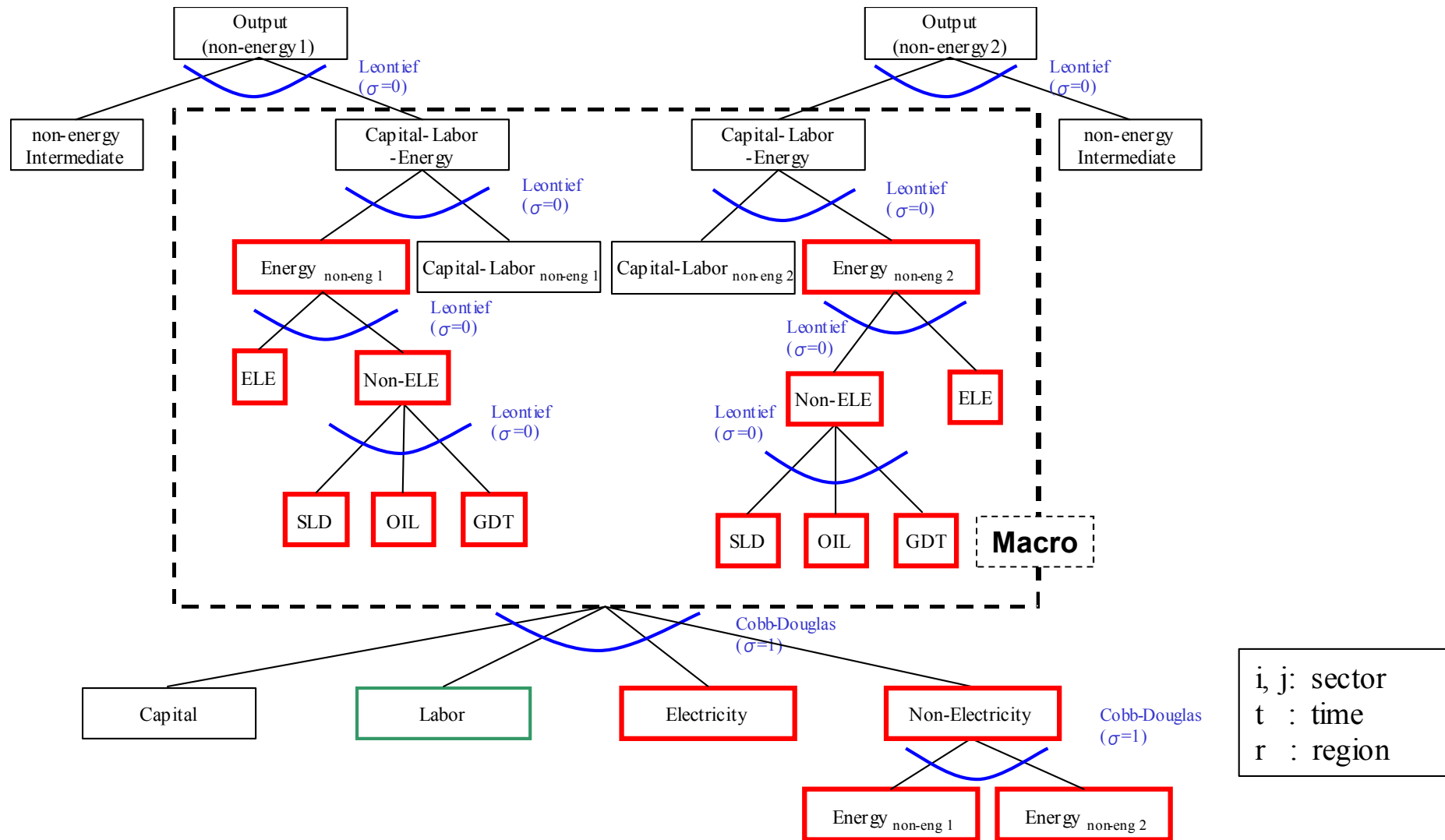
消費効用最大化のもとで、産業連関構造の中で生産関数を仮定し、財の生産効率のよい地域で生産・輸出がされる構造となっている。ただし、農業・食料品の生産及び消費に関しては、工業製品やサービス部門のような生産・消費とは異なる性質であることを考慮するために、食料に関する需要・生産シナリオを制約式として利用し、変動が小さくなるようにモデル化している。

DEARSにおける産業連関のモデル化

—エネルギー部門と非エネルギー部門の統合—

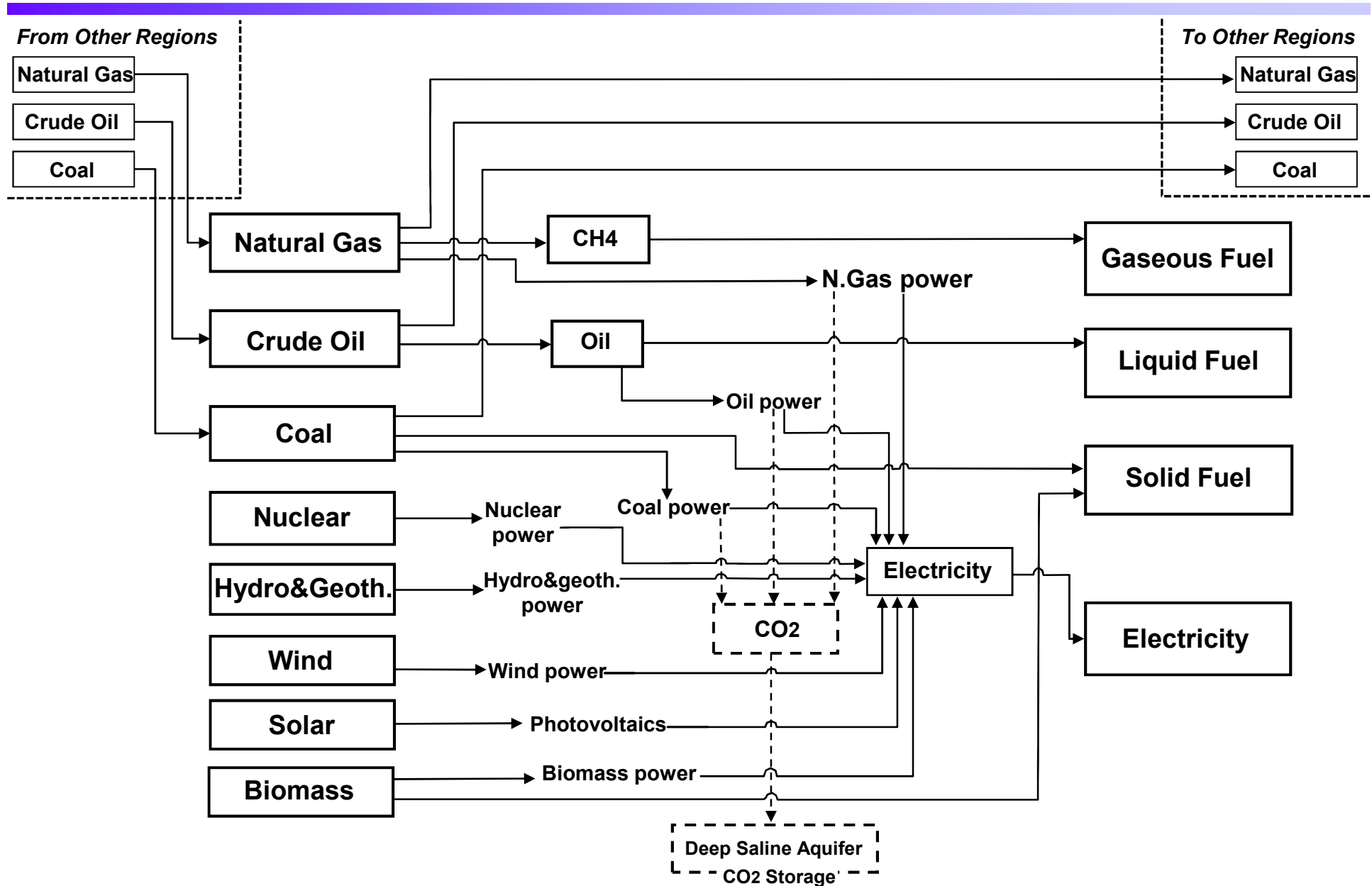


DEARSの経済モジュールの構造



* 図は簡略化のため、産業部門数が2の場合を示している。(実際には18産業部門分割でモデル化)

DEARSのエネルギー転換プロセスの想定



参照ケースの調整

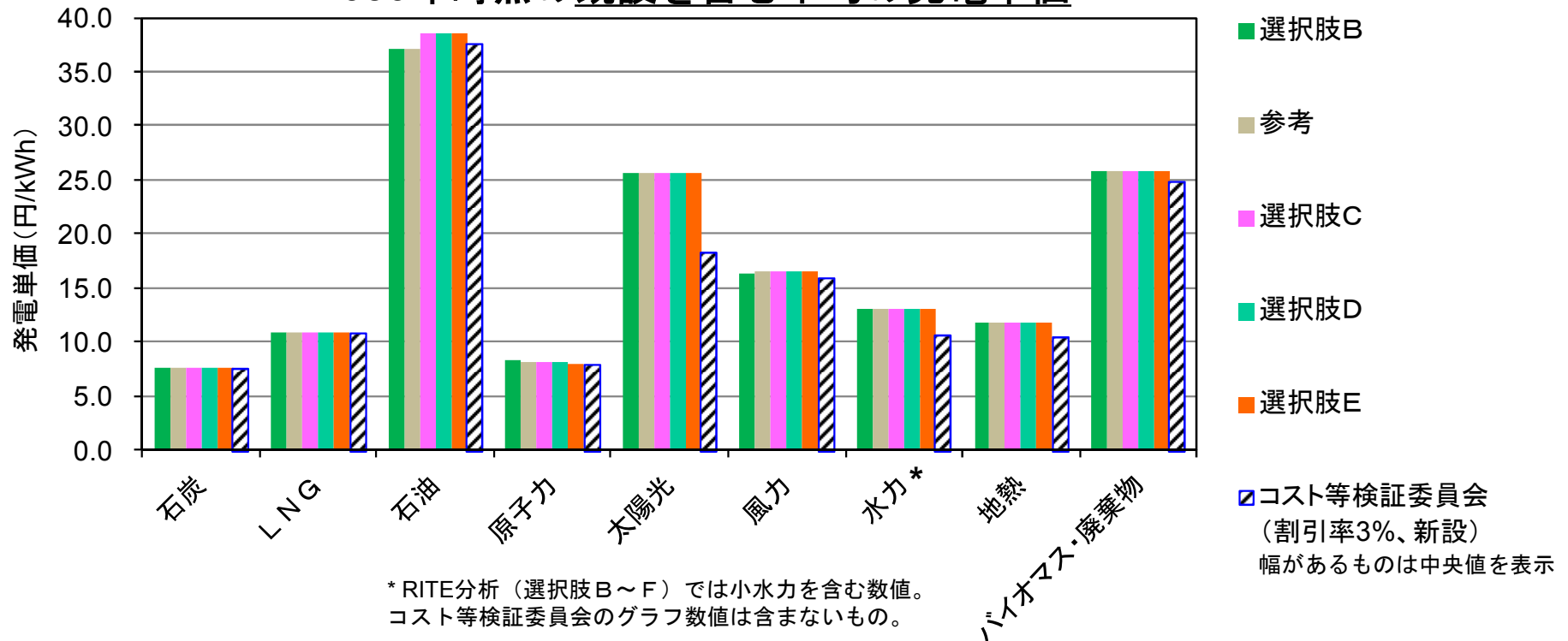
- ◆ 事務局想定にモデルの参照ケースを合わせ調整を行った。
- ◆ DEARSモデルでは、GDP、輸出入額、発電電力量、CO2排出量などは、すべて内生的に決定される。
- ◆ そのため、それら内生的に決定される値が、外生的な想定値と合致するように、モデルの別の前提条件の値（例えば、全要素生産性向上率、自律的エネルギー効率向上率など）を調整
- ◆ 完全に調整することは不可能であり、以下の程度の差異は残っていることに注意されたい。

	「努力継続ケース」とのギャップ
GDP	▲1.2%
家計消費支出	+3.5%
輸出	▲22%
輸入	▲25%
発電電力量	+1.1%
エネルギー起源CO2排出量	+0.4%

DEARSモデルで想定した発電単価

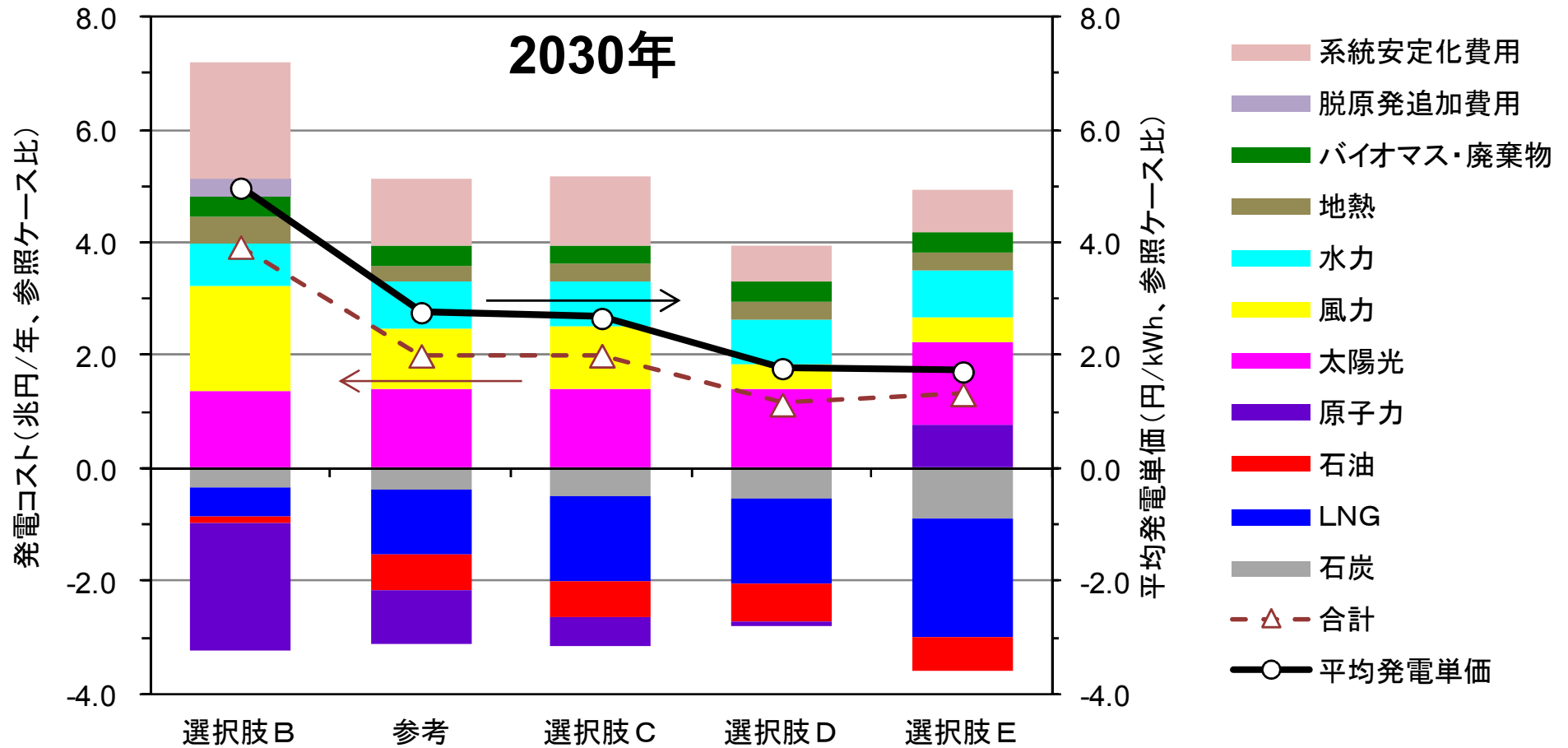
「コスト等検証委員会」推定の2010年、2030年新設の場合の発電単価（設備費、運転維持費・人件費等、燃料費（一次エネルギー供給コスト、発電効率））をモデル前提条件として利用

2030年時点の既設を含む平均の発電単価



注1) グラフ中、原子力には事故リスク費用0.5円/kWhを含む。政策経費は含まず（電源立地交付金は、経済モデル上は移転であり、マクロ経済的な影響は変わらないため。各電源の政府による技術開発費を合理的に想定することは不可能なため、技術開発費も含めていない）。グラフ中には炭素価格は含めていない（別途考慮）。
 注2) 別途、選択肢Bについては、事務局指示値の脱原発の追加費用をモデルでは考慮しているが、グラフには含めていない。また、各選択肢で系統安定化のための追加費用を考慮しているが、各電源に割り振ることができないため、グラフには含めていない。

発電コストの変化（総合エネ調・基本問題委の分析）

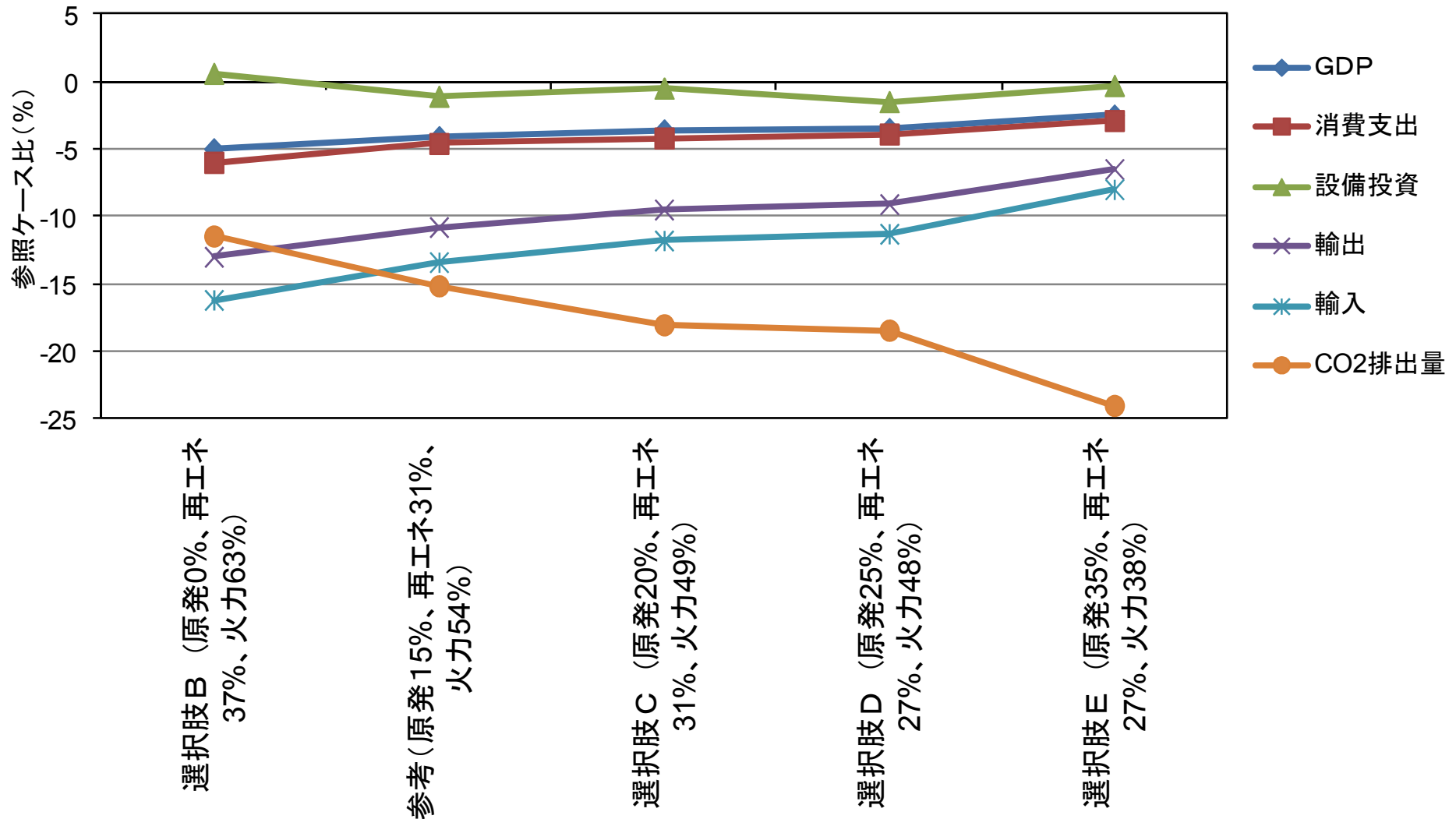


平均発電単価 (参照ケース比)	+5.0 円/kWh	+2.8 円/kWh	+2.7 円/kWh	+1.8 円/kWh	+1.7 円/kWh
電力価格 (参照ケース比)	+35.6%	+20.4%	+19.1%	+14.0%	+10.8%
	+99.9%	+72.0%	+64.2%	+58.4%	+39.2%

炭素税を含まない額

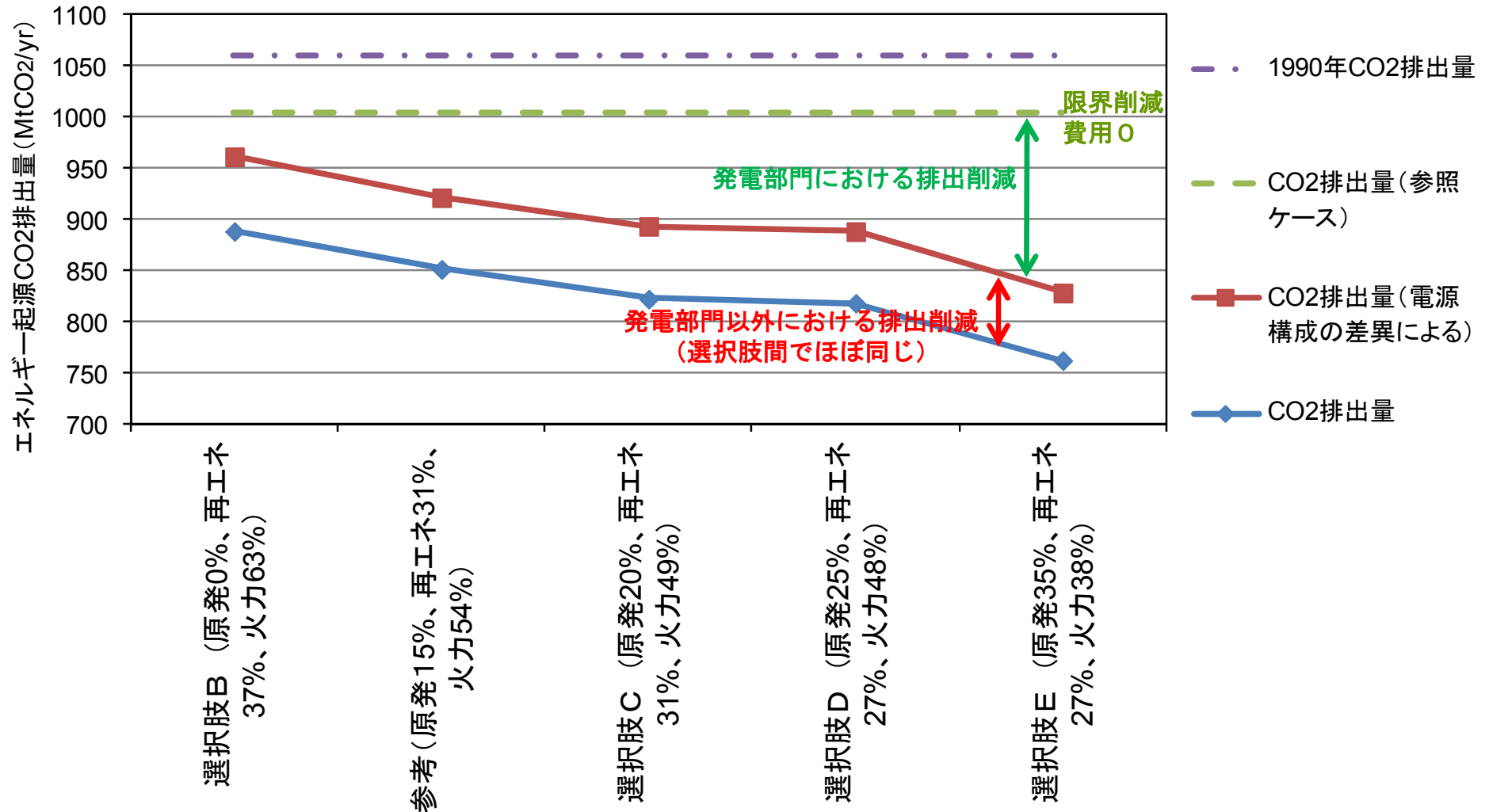
炭素税を含む額

2030年のGDP、消費、投資、輸出入への影響 (総合エネ調・基本問題委の分析)



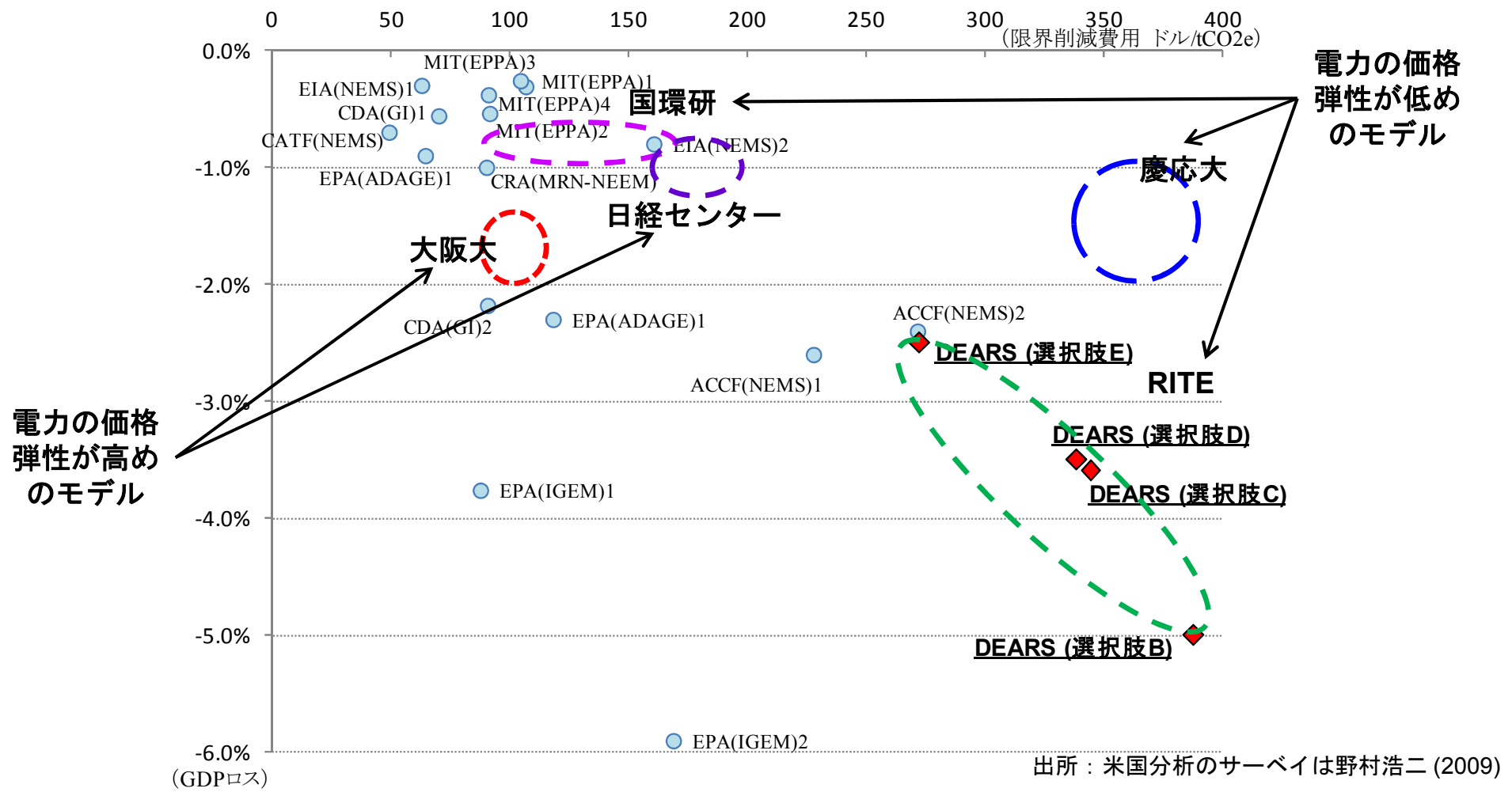
選択肢Bでは、投資は若干大きくなるものの、消費、輸出、輸入ともに低下し、GDPも参照ケース比で5%程度の低減が見込まれる。

各選択肢のCO2排出量（基本問題委）



選択肢間で発電部門以外における排出削減量はほぼ同じ。ただし、発電部門のCO2原単位の違い等によって、限界削減費用は選択肢によって差異が生じる。

CO₂限界削減費用とGDP損失の関係（基本問題委） — 米国の分析（2030年）との比較 —



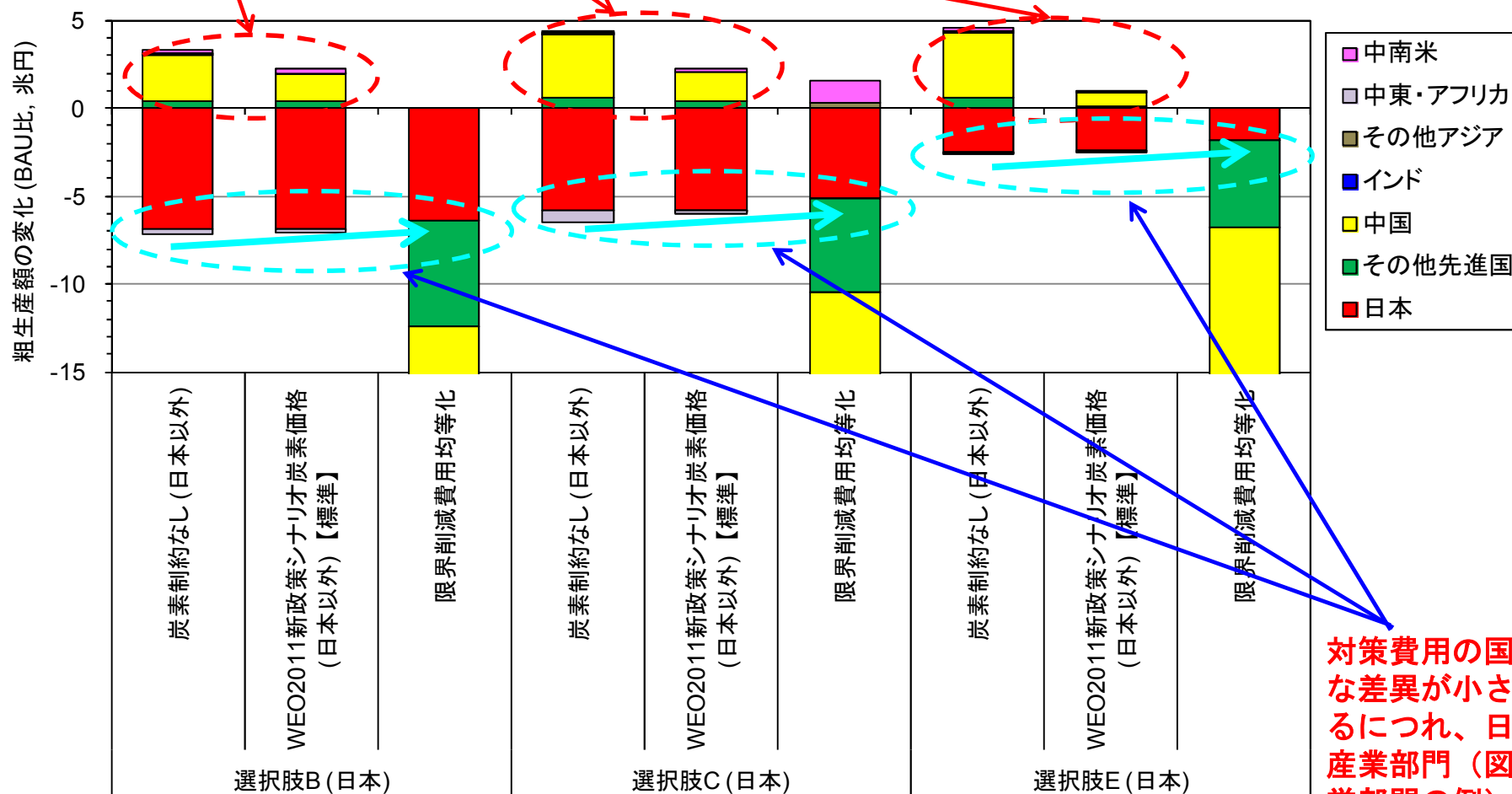
RITE DEARSの分析結果は、他モデルの結果に比べGDPロスが大きめではあるが、米国における経済モデル分析結果と比較すると、限界削減費用とGDP損失との関係で必ずしも大きいことはない（むしろGDP損失は安価なほう）。電力の価格弾性の違いが、CO₂限界削減費用の違いに比較的大きく影響している可能性も（国環研は少し例外的）

産業リーケージに関する分析（基本問題委）

化学部門における例

日本の対策費用が高いことによる産業リーケージ

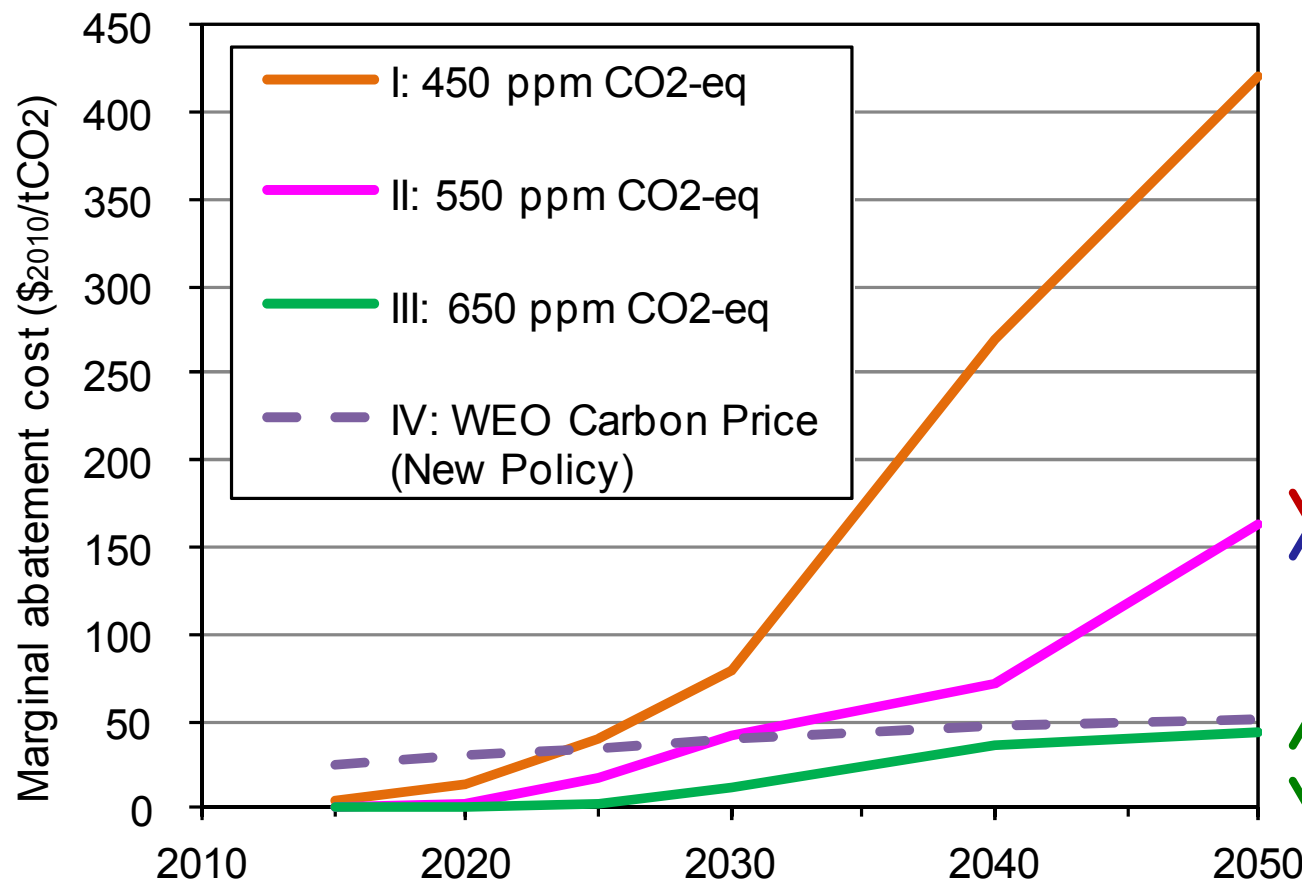
同じ選択肢でも海外の対策強度
(エネルギー価格)によって日本の
経済影響も異なってくる。



対策費用の国際的な差異が小さくなるにつれ、日本の産業部門（図は化学部門の例）への影響は小さめになる傾向有り

なお、世界各国の炭素価格が強まることによって、世界各国での需要減による影響も上記には含まれており、「産業リーケージ」分の低減としては、グラフで示されるよりも大きな効果があると考えられる。

限界削減費用（炭素価格）とCO₂削減目標



①排出削減目標レベルをもう少し引き下げて対応する（適応策などを含めて対応する）。

②現在想像できていないような革新的技術開発を行い、その動向を踏まえながら、削減費用の引き下げに応じて、削減目標の引き上げを考えて行く。

③国際的に温暖化対策の重要性認識の共有化をはかり、国際的な許容レベルを引き上げて行く。

国際的に現実的にはぎりぎり許容可能と見られているような炭素価格レベル

I, II, IIIの限界削減費用はRITE DNE21+モデル推計値。世界で限界削減費用が均等化する場合の最小の限界削減費用を推計したもので、現実には実現が難しく、より大きな削減費用が必要となる可能性が大きい。

【重要なこと — バランスが重要 —】

- ・ 国際的な炭素価格レベルを認識すること。日本だけがかけ離れた炭素価格レベルとなる排出削減目標をとることは、日本の経済を大きく損ねる（世界のCO₂削減にとっても効果小）。
- ・ 一方で、温暖化問題において、国際社会で日本が果たすべき責務は強く認識すべき。

2030年における排出クレジット必要購入額

2030年にCO2排出量が1990年比▲20%の場合

	IEA WEO新政策シナリオ 炭素価格:40\$/tCO2		RITE 450 ppm CO2eq.シナリオ 炭素価格:80\$/tCO2	
	購入量* (MtCO2/yr)	購入額 (兆円/年)	購入量* (MtCO2/yr)	購入額 (兆円/年)
原発比率:43%	185	0.6	127	0.9
原発比率:26%	292	1.0	191	1.3
原発比率:20%	329	1.1	222	1.5
原発比率:15%	360	1.2	254	1.7
原発比率:10%	389	1.3	275	1.9
原発比率:0%	453	1.6	387	2.7

* 炭素価格が40\$/tCO2, 80\$/tCO2でそれぞれ世界均等化するときの日本のCO2排出量見通し (p.10参照) と90年比▲20%の差分
注) 450 ppm CO2eq.の達成は現実的には相当困難との見方は多い。

- ・ 排出クレジットを海外から購入する場合、国内のみでの削減よりも安価な費用で排出削減目標を達成可能
- ・ ただし、排出削減目標と、(海外の炭素価格との均等化による合理的な対策の下での) 国内排出量との差が大きい場合、クレジット購入額は相当な金額になることも認識する必要有り

温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル（ただしDEARSモデルのように経済全体を評価対象とはしていない。）
- ◆ 線形計画モデル（エネルギーシステム総コスト最小化）
- ◆ モデル評価対象期間：2000～2050年
- ◆ 世界地域分割：54地域分割
- ◆ 地域間輸送：石炭、石油、天然ガス、電力、エタノール、水素
- ◆ エネルギー供給（発電部門等）、CO₂回収貯留技術を、ボトムアップ的に（個別技術を積み上げて）モデル化（300程度の技術を具体的にモデル化）
- ◆ エネルギー需要部門のうち、鉄鋼、セメント、紙パ、化学、アルミ、運輸、民生の一部について、ボトムアップ的にモデル化
- ◆ それ以外についてはトップダウン的モデル化（長期価格弾性値を用いて省エネ効果を推定）