

2015年3月31日

エネルギーミックスの分析と 温室効果ガス排出見通し

(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

問い合わせ先：佐野史典、本間隆嗣
徳重功子、秋元圭吾

TEL: 0774-75-2304、E-mail: sysinfo@rite.or.jp



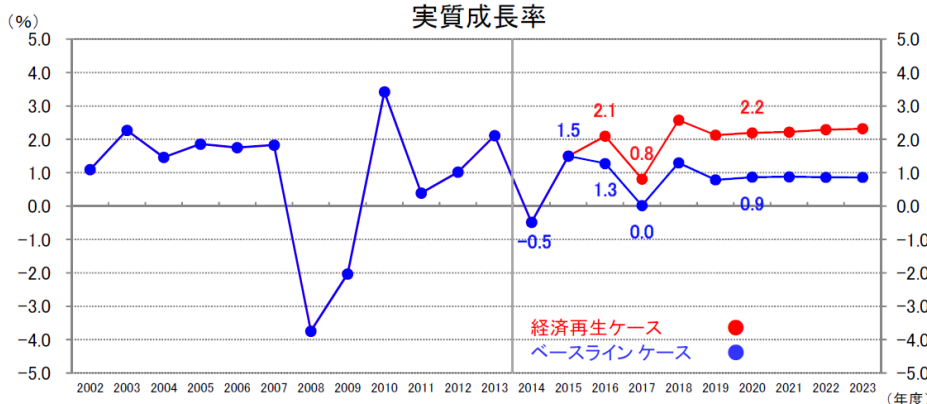
はじめに

- ◆ 現在、政府において、エネルギーミックスの検討と約束草案（温室効果ガス排出削減目標）の議論が行われている。
- ◆ 本資料においては、その参考情報として、RITEのエネルギー・温暖化対策評価モデルを用いて、エネルギー、費用、マクロ経済への影響などについて、整合性のとれた分析を行った結果を示す。
- ◆ 3E+Sが高度にバランスした対応が重要であるが、エネルギーミックスや温室効果ガス排出削減の強度によって、様々なトレードオフが存在する。3E+Sのいずれの要素をどの程度重視するかは各人の価値判断を含まざるを得ないため、一意にいずれのシナリオが最良かを決定することはできない。しかし、バランスを欠けば、大きな費用負担となったり、様々なリスクが急激に大きくなる場合もある。意思決定にあたっては、本資料で示した定量的な分析結果が参考になるものと考えられる。

モデル分析における日本における主要な想定

	2010	2013	2020	2030
人口 (百万人)	127	127	124	118
実質GDP (billion US\$/yr in 2000 price)*	5063	5230	5820 (2013-23: +1.76%/yr)	7003 (2023-30: +1.70%/yr)
		531兆円	591兆円	711兆円
ベースラインにおける発電電力量** (TWh/yr)	1109	1052	1146	1282

* 内閣府「中長期の経済財政に関する試算」の「経済再生ケース」



** 一般電気事業者以外の新電力、自家発等を含む。

電力需要はモデル計算によって内生的に決定される。ここで示した発電電力量は次頁に示す排出削減強度をベースラインとした場合の見通しで、発電電力量のGDP弾性値は2013-20年：0.8、2020-30年：0.6となっている。

(IEA WEO2014の現状政策シナリオの弾性値とほぼ同等。なお、2000年から2010年間の電力のGDP弾性値の実績は1.0)

分析シナリオ (1/2)

◆ 分析を行ったシナリオは以下のとおり

なお電源別発電コストの想定は、原則、RITEの2014年10月公表のコストに沿っている。

【電源構成】

- 現状放置シナリオ：2013年の電源構成比率（原発1%、石炭32%、再エネ12%など）で固定（分析における比較評価のための基準）
- ベースロード電源（原子力＋石炭＋水力＋地熱）比率の差を中心にシナリオを設定：40%、50%、60%（内、水力＋地熱はおおよそ10%程度）
廉価で安定的な電力供給のためにベースロード電源は重要。仏90%、独65%、米64%、英61%
- 再生可能エネルギー：15%、20%、25%、30%を想定（水力、地熱も含む）。ただし、再生可能エネルギー内の構成については経済合理的な選択を行うケースと、再生可能エネルギー固定価格買取制度導入後の現状のようなPV偏重のケースの2種類を想定
- （参考）経済合理的シナリオ：下の炭素価格水準の下で、経済合理性を基準として最適化した結果としての電源構成

【CO2排出削減強度】

当然ながらCO2排出削減は電源以外での対策は重要。ここでは以下のシナリオを想定。想定炭素価格以下のコストの対策を実施することを想定。

- ベースライン、IEA WEO新政策シナリオレベル、IEA WEO450シナリオレベル（詳細は次頁に記載）

分析シナリオ (2/2)

a) 電源構成

比較参照として、2010年もしくは2013年の電源構成を分析の基準とした。

ベースロード電源 (原子力+石炭+水力+地熱)	再エネ	15%	20%		25%		30%
			バランス重視	PV偏重	バランス重視	PV偏重	
40%	原子力15%、石炭15%		○		○	○	◎
50%	原子力15%、石炭25%		○				
	原子力20%、石炭20%		○	○	◎	○	○
60%	原子力20%、石炭30%		◎		○		
	原子力25%、石炭25%	◎	◎				
	原子力30%、石炭20%	○	◎				

注) ◎は本資料で提示のシナリオ。○は計算を実施したシナリオ（シナリオ数が多くなるため本資料からは割愛）

※ 上記以外に電源構成をシナリオとして規定せず、経済合理性に基づいて選択した場合についても試算

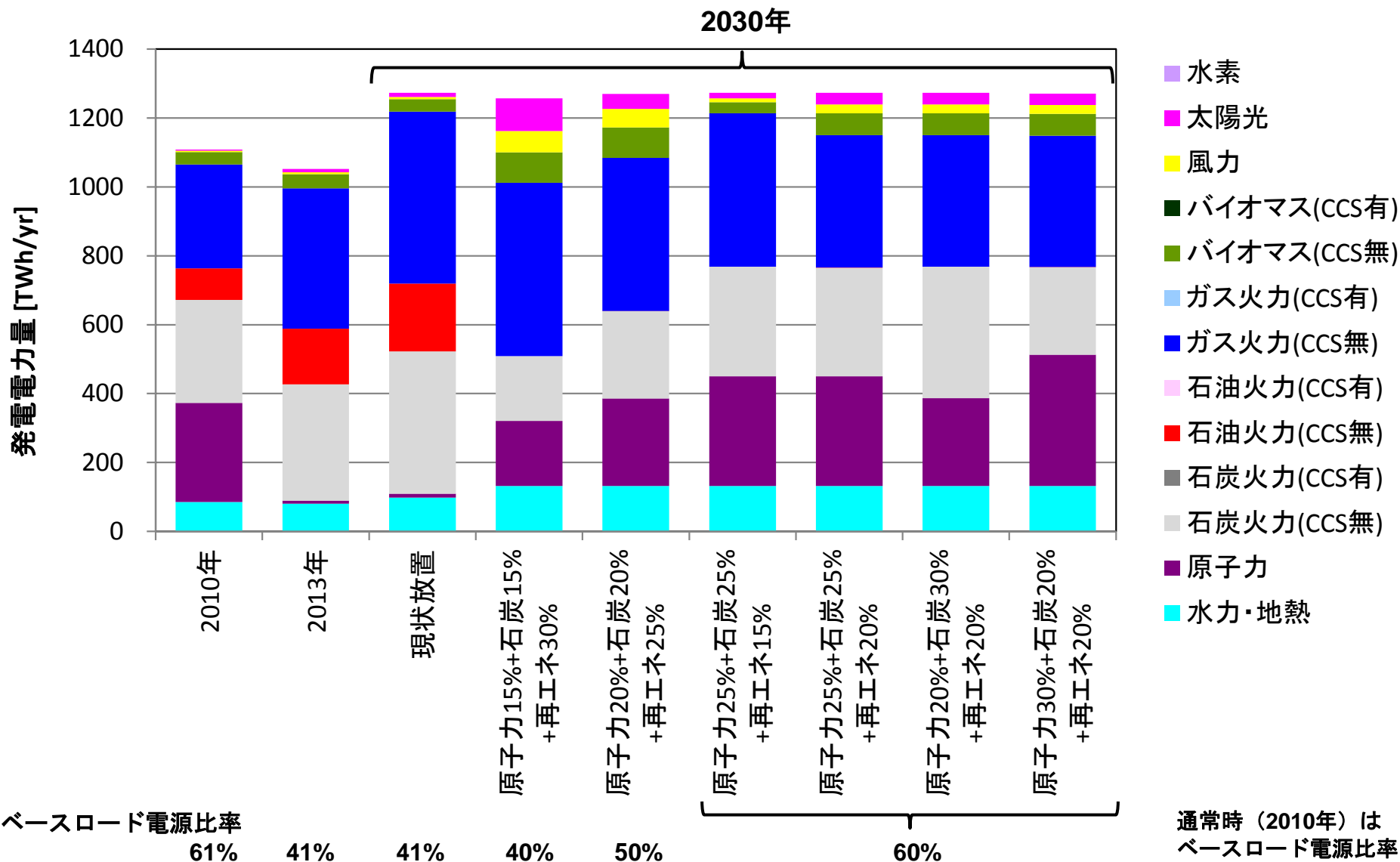
b) CO2排出削減強度

✕ シナリオの組み合わせを評価

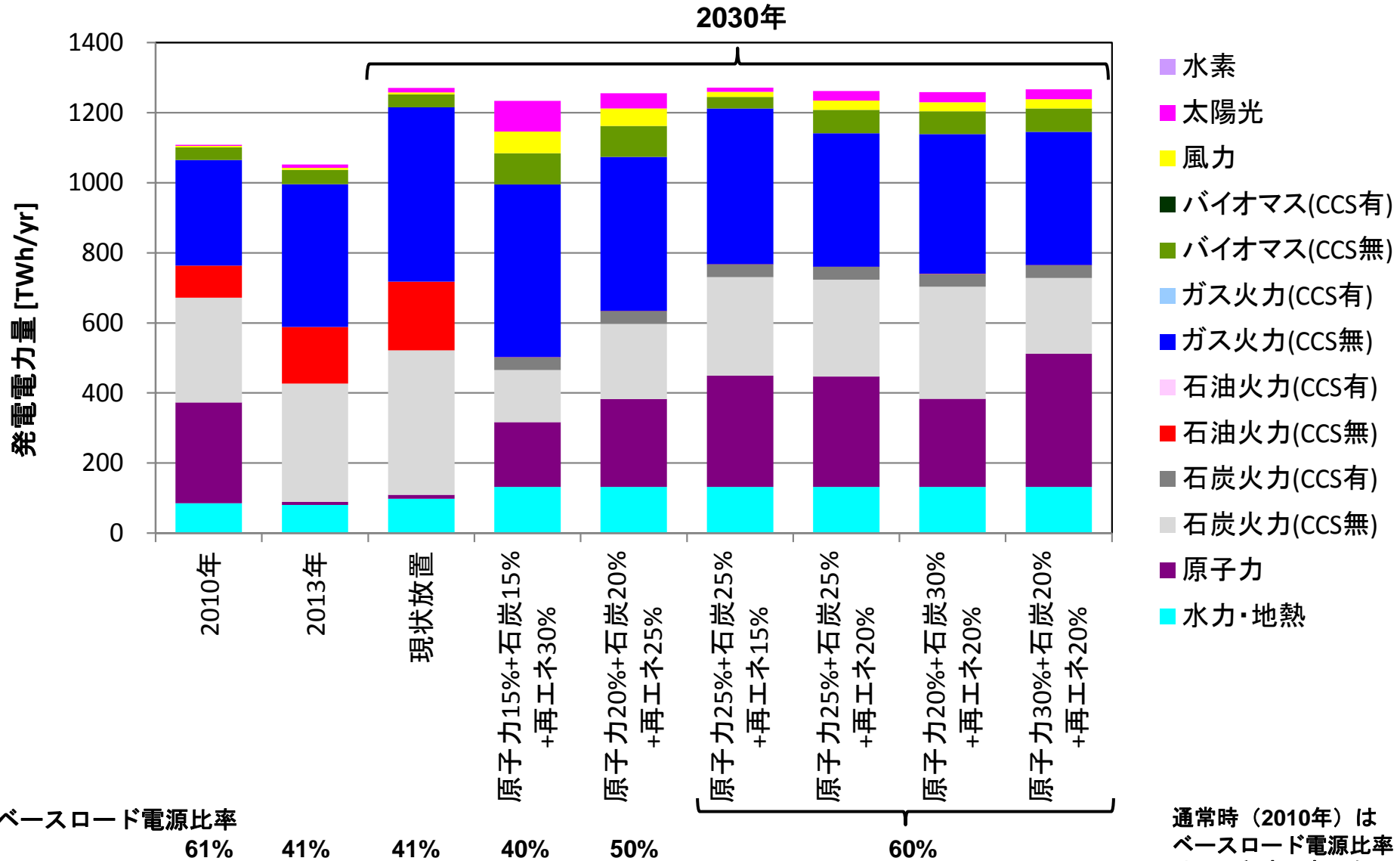
	ベースライン	IEA WEO2014 新政策シナリオレベル	IEA WEO2014 450シナリオレベル
2030年の想定炭素価格 水準(2000年価格)	0\$/tCO2	23 \$/tCO2程度 (2013年価格で 37 \$/tCO2)	61 \$/tCO2程度 (2013年価格で 100\$/tCO2)

注) 450 ppm目標は世界の排出見通しからすると、ほぼ実現不可能との見方が多い。なお、500~550 ppmでも2℃目標達成の可能性は相応にある。

2030年の発電電力量 (GHG排出削減強度: WEO2014新政策シナリオレベル)

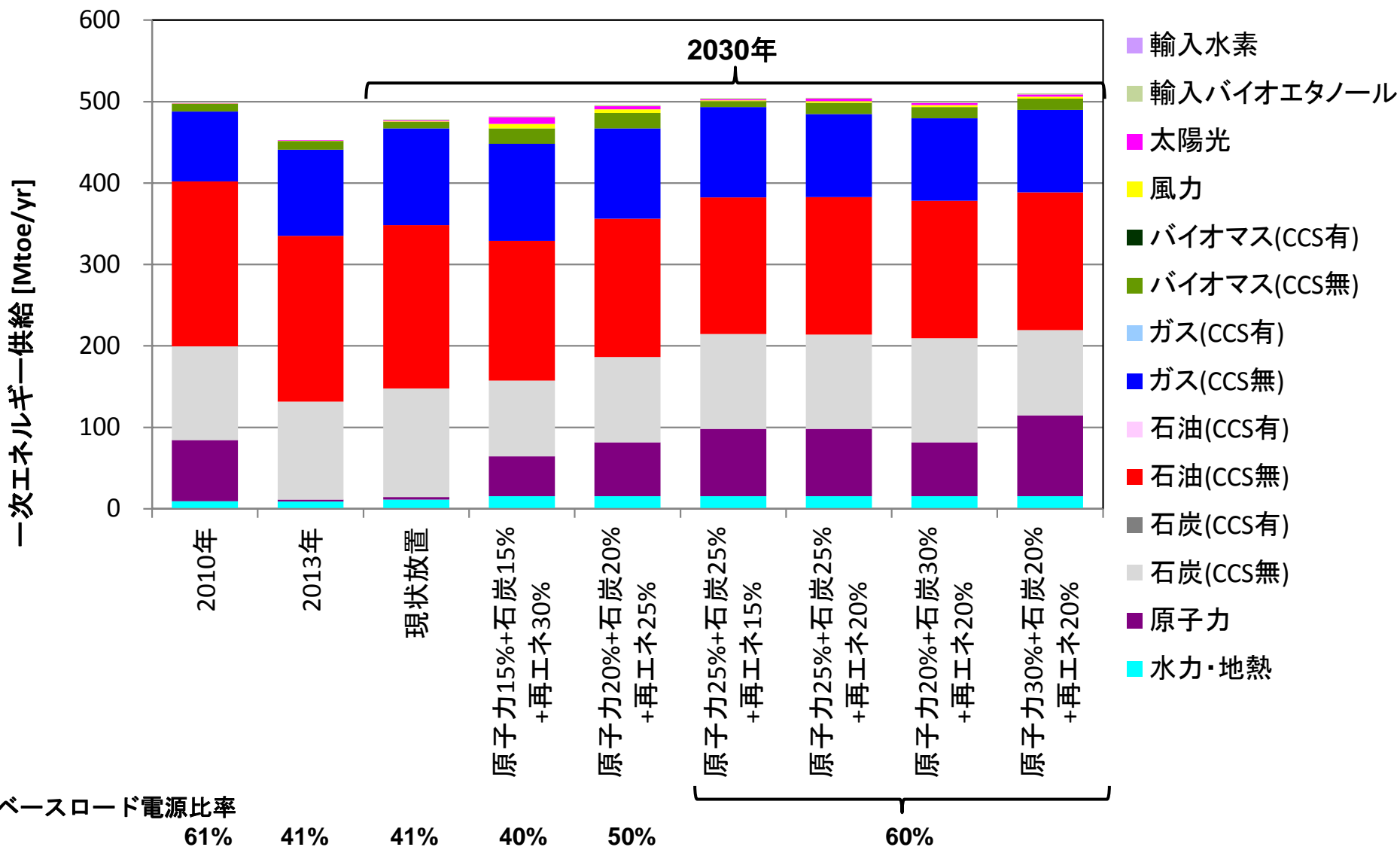


2030年の発電電力量 (GHG排出削減強度: WEO2014 450シナリオレベル)



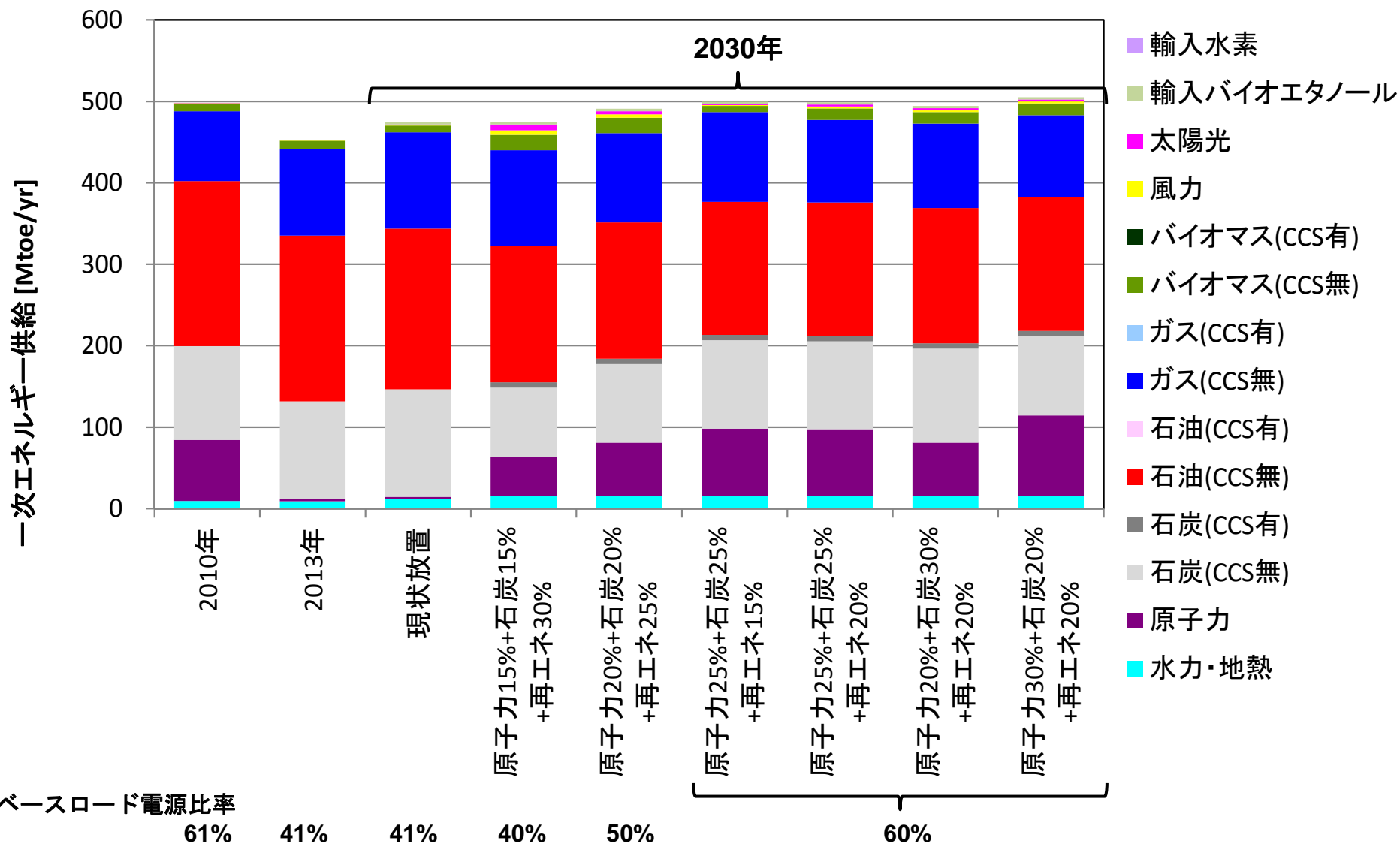
2030年の一次エネルギー供給

(GHG排出削減強度: WEO2014新政策シナリオレベル)



2030年の一次エネルギー供給

(GHG排出削減強度: WEO2014 450シナリオレベル)



2030年のベースロード電源比率によるコスト差 (GHG排出削減強度: WEO2014新政策シナリオレベル)

基準比エネルギーシステム コスト [兆円/年]		ベースロード電源		
		40% (原子力15%; 石炭15%)	50% (原子力20%; 石炭20%)	60% (原子力25%; 石炭25%)
再 エ ネ	15%		年2.9兆円の差	▲2.5 (▲3.0)
	20%		年2.4兆円の差	▲2.0 (▲2.6)
	25%		▲1.0 (▲1.6)	
	30%	+0.4 (▲0.3)		

*1 基準は現状放置ケース（2013年電源構成比率）とした。

*2 括弧内は炭素価格を加味したコスト

ベースロード電源が、40%→50%→60%と増えるにつれて、2013年電源構成比率と同じとした現状放置ケースと比べ、エネルギーシステムコストが低減。ベースロード電源60%の場合、年間2.5兆円程度コストを抑制可能

2030年のベースロード電源内の比率によるコスト差 (GHG排出削減強度: WEO2014新政策シナリオレベル)

基準比エネルギーシステム コスト [兆円/年]		原子力発電		
		20%	25%	30%
石炭火力発電	20%			▲1.6 (▲2.3)
	25%		▲2.0 (▲2.6)	
	30%	▲2.2 (▲2.7)		

*1 基準は現状放置ケース（2013年電源構成比率）とした。

*2 括弧内は炭素価格を加味したコスト

ベースロード電源のうち、原子力発電と石炭火力発電の代替については、石炭火力発電の方が若干安価と推計されるため、石炭火力の比率が高い方がコスト低減は大きく推計される。ただし、その分、CO₂排出量は多くなる（p.13参照）。

2030年のベースロード電源比率によるコスト差 (GHG排出削減強度: WEO2014 450シナリオレベル)

基準比エネルギーシステム コスト [兆円/年]		ベースロード電源		
		40% (原子力15%; 石炭15%)	50% (原子力20%; 石炭20%)	60% (原子力25%; 石炭25%)
再 エ ネ	15%			▲2.4 (▲3.8)
	20%			▲1.9 (▲3.4)
	25%		▲1.0 (▲2.7)	
	30%	+0.3 (▲1.5)		

年2.7兆円の差 (15% vs 50%)

年2.2兆円の差 (20% vs 50%)

*1 基準は現状放置ケース（2013年電源構成比率）とした。

*2 括弧内は炭素価格を加味したコスト

ベースロード電源が、40%→50%→60%と増えるにつれて、2013年電源構成比率と同じとした現状放置ケースと比べ、エネルギーシステムコストが低減。ベースロード電源60%の場合、年間2.4兆円程度コストを抑制可能

2030年のベースロード電源内の比率によるコスト差 (GHG排出削減強度: WEO2014 450シナリオレベル)

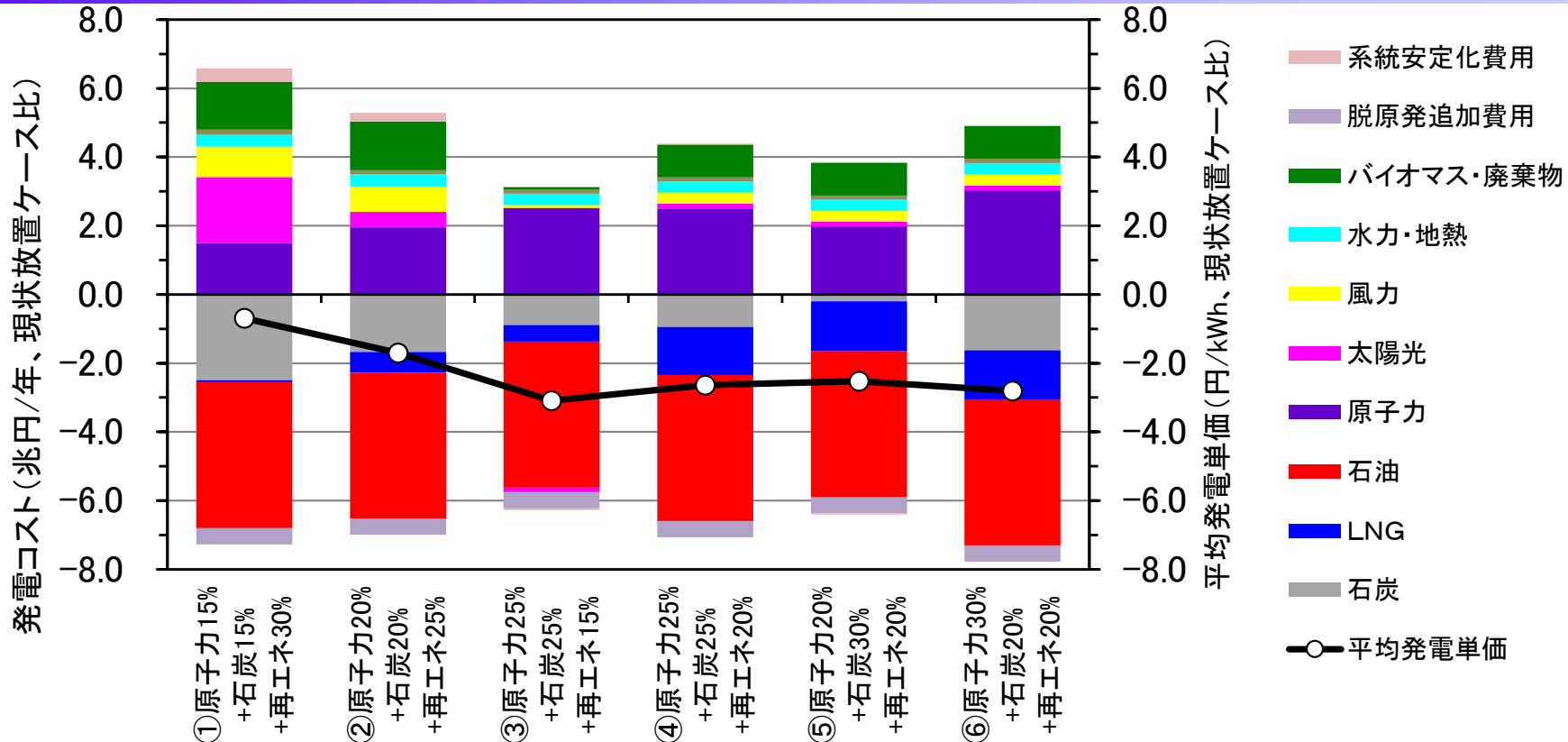
基準比エネルギーシステム コスト [兆円/年]		原子力発電		
		20%	25%	30%
石炭火力発電	20%			▲1.6 (▲3.4)
	25%		▲1.9 (▲3.4)	
	30%	▲2.0 (▲3.3)		

*1 基準は現状放置ケース（2013年電源構成比率）とした。

*2 括弧内は炭素価格を加味したコスト

ベースロード電源のうち、原子力発電と石炭火力発電の代替については、石炭火力発電の方が若干安価と推計されるため、石炭火力の比率が高い方がコスト低減は大きく推計される。ただし、450 ppm抑制相当の炭素価格を加味した場合には、原子力発電の方がコスト低減は若干大きめと推計される。

2030年の電源構成の違いによる発電コスト変化 (WEO新政策シナリオ想定 of 炭素価格込) (基準：現状放置ケース(2013年発電構成比継続))



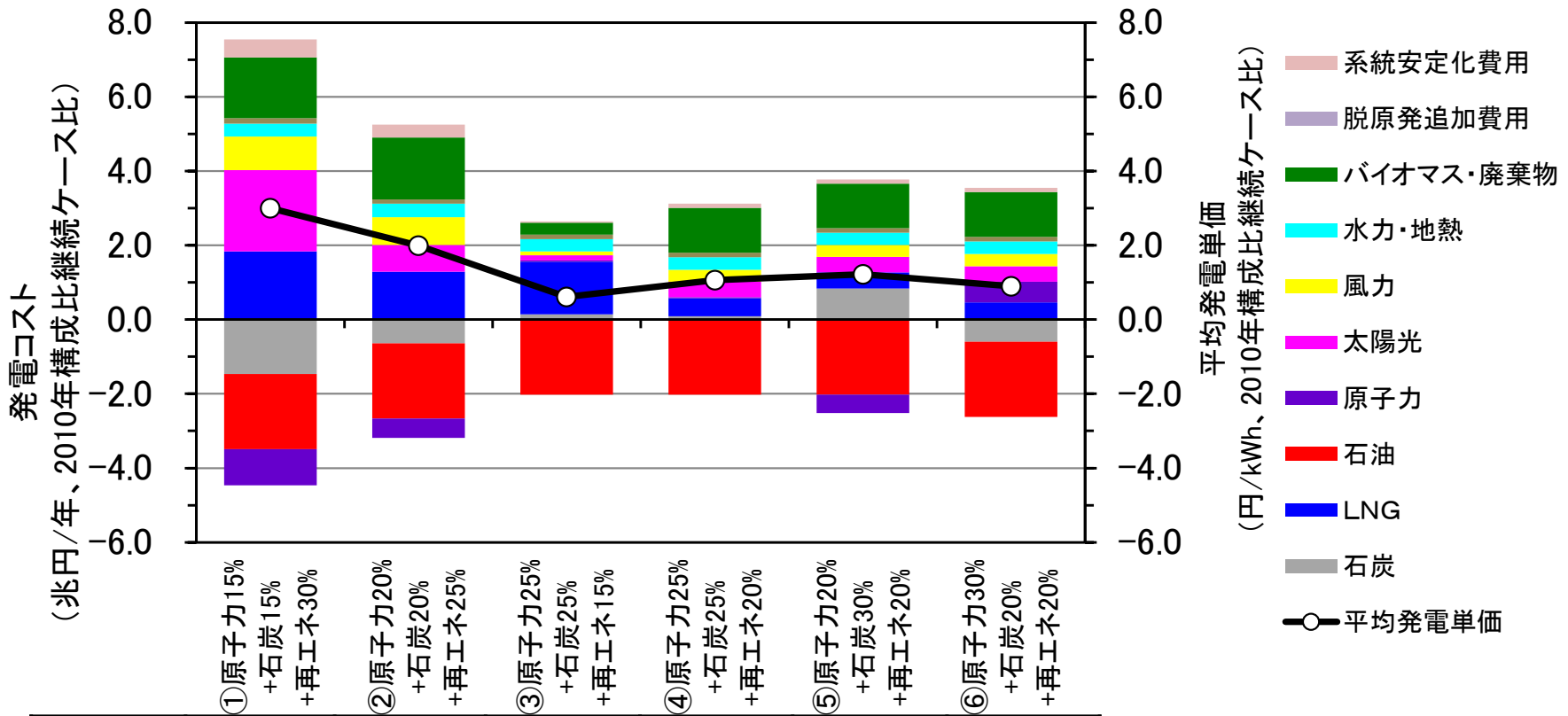
平均発電単価 (2030年: 現状放置ケース比)	-0.7 円/kWh	-1.7 円/kWh	-3.1 円/kWh	-2.6 円/kWh	-2.5 円/kWh	-2.8 円/kWh
平均発電単価 (2013年比)	+0.9 円/kWh	-0.1 円/kWh	-1.5 円/kWh	-1.0 円/kWh	-0.9 円/kWh	-1.2 円/kWh

2030年: 現状放置ケース (2013年構成比継続) 15.4円/kWh

← 2013年: 同じコスト境界条件定義のときの発電単価 13.8円/kWh

注) モデルの構造上、石油火力については極端に低減する結果となっているため、それに引きずられて、石油火力による発電コストが大きく低下する結果になっている。石油火力は低減させたとしても、現実には調整のために一定程度の運転が不可欠と考えられるため、現実にはこれほど大きく石油火力コストの低減とはならないと考えられるので、注意されたい。

2030年の電源構成の違いによる発電コスト変化 (WEO新政策シナリオ想定 of 炭素価格込) (基準：2010年発電構成比継続ケース)



平均発電単価 (2030年: 2010年構成比継続ケース比)	+3.0 円/kWh	+2.0 円/kWh	+0.6 円/kWh	+1.1 円/kWh	+1.2 円/kWh	+0.9 円/kWh
平均発電単価 (2010年比)	+3.9 円/kWh	+2.9 円/kWh	+1.5 円/kWh	+2.0 円/kWh	+2.1 円/kWh	+1.8 円/kWh

2030年: 2010年構成比継続ケース 11.7円/kWh

← 2010年: 同じコスト境界条件定義のときの発電単価 10.8円/kWh

注) モデルの構造上、石油火力については極端に低減する結果となっているため、それに引きずられて、石油火力による発電コストが大きく低下する結果になっている。石油火力は低減させたとしても、現実には調整のために一定程度の運転が不可欠と考えられるため、現実にはこれほど大きく石油火力コストの低減とはならないと考えられるので、注意されたい。

電力コスト上昇の負担限界に関する調査例（日商）

調査期間：平成26年11月25日～12月10日

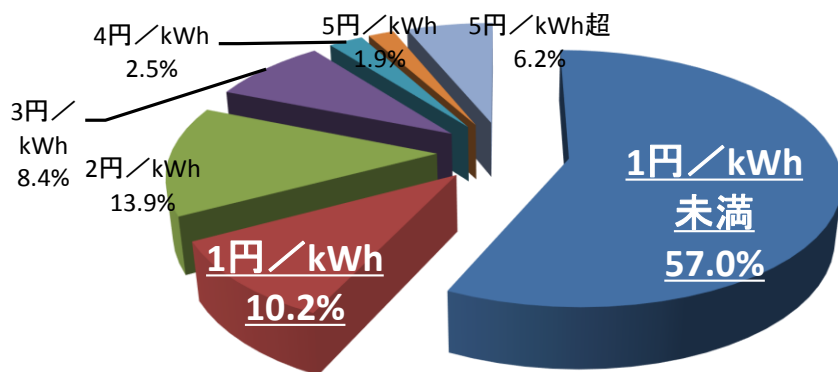
調査対象：全国商工会議所の会員企業 回答企業数：335社

2. 電力コスト上昇の負担限界

- 「現時点の単価も受け入れられない」という回答を含む「1円/kWh未満」との回答が57.0%。「1円/kWh」と合わせると67.2%と回答者の3分の2超に上る
- これ以上の電力コスト上昇は、日本経済を支える中小・小規模事業者の経営に大きな悪影響を及ぼす恐れ。再値上げの波及と再エネ賦課金の上昇に歯止めをかけることが急務

◆電力コスト上昇の負担限界

(単位:円/kWh。回答数:323)



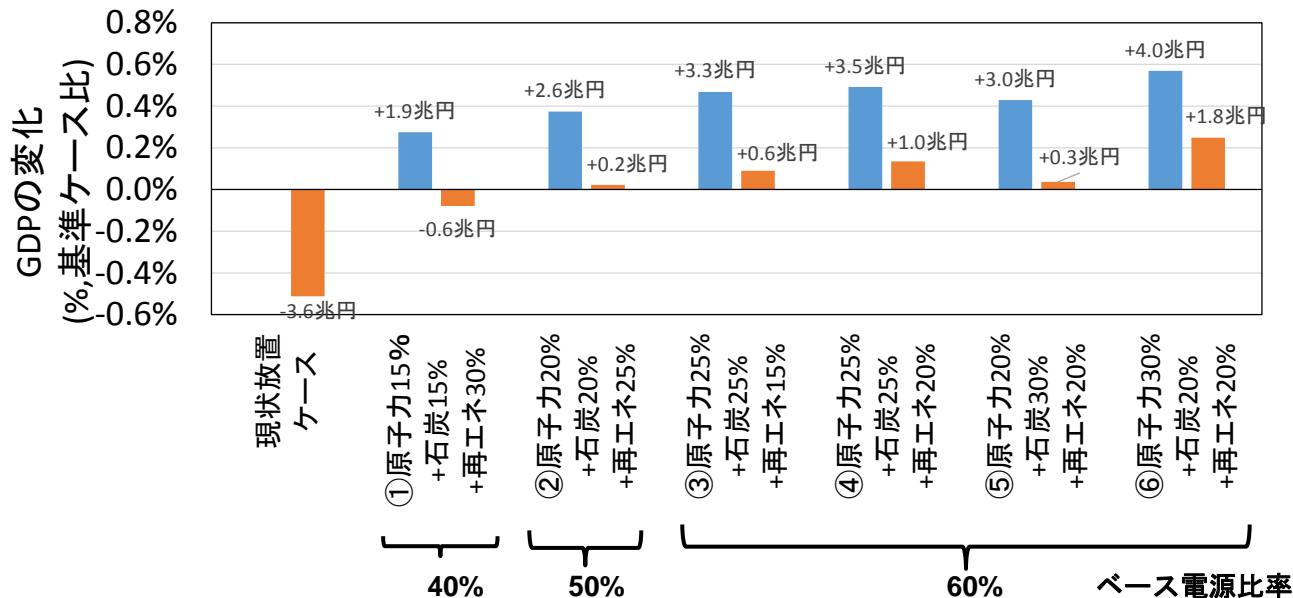
◆中小企業の声ー負担限界を超えた場合の影響ー

- 取引先に価格転嫁を依頼。無理な場合は**従業員の一部を解雇**（製造業）
- **正社員を抑制**しパート比率を上げる（小売業）
- 競合企業が値上げのない他県に立地。**価格転嫁すると仕事を失う**ことになる（製造業）
- **設備投資をあきらめざるを得ない**（製造業）
- 電気代単価上昇額が見えないため、**どこまで設備投資するか悩んでいる**（不動産管理）
- **赤字→廃業**の道に進むことになる（製造業）
- **経営を続けていくこと自体が甚だ難しい状況**になる（旅館）

この調査によると、「2円/kWh未満」は81%にも及ぶ。「3円/kWh未満」まででは約90%

2030年の経済影響 (GDPと家計消費)

GDP

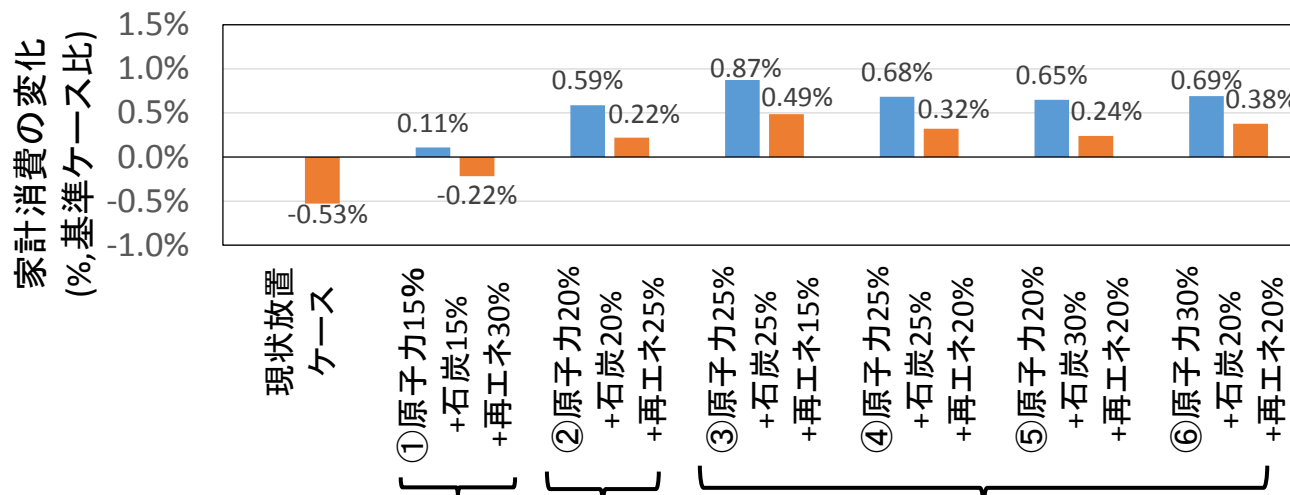


■ IEA WEO2014
新政策シナリオレベル

■ IEA WEO2014
450シナリオレベル

注：基準ケースは、
現状放置 & IEA WEO新政策
レベルシナリオ

家計消費



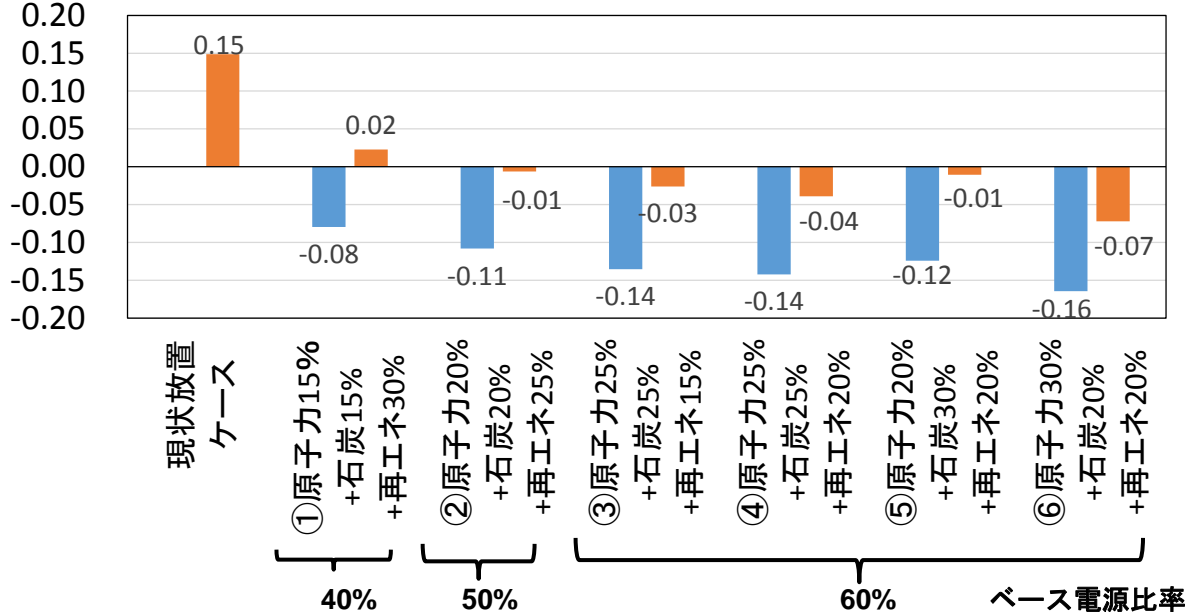
■ IEA WEO2014
新政策シナリオレベル

■ IEA WEO2014
450シナリオレベル

2030年の経済影響(失業率)

失業率*

失業率の増加
(%ポイント、基準ケース比)



■ IEA WEO2014
新政策シナリオレベル

■ IEA WEO2014
450シナリオレベル

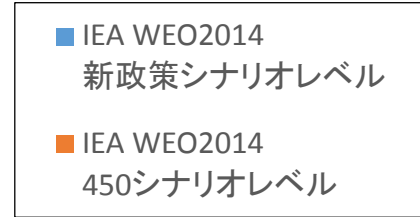
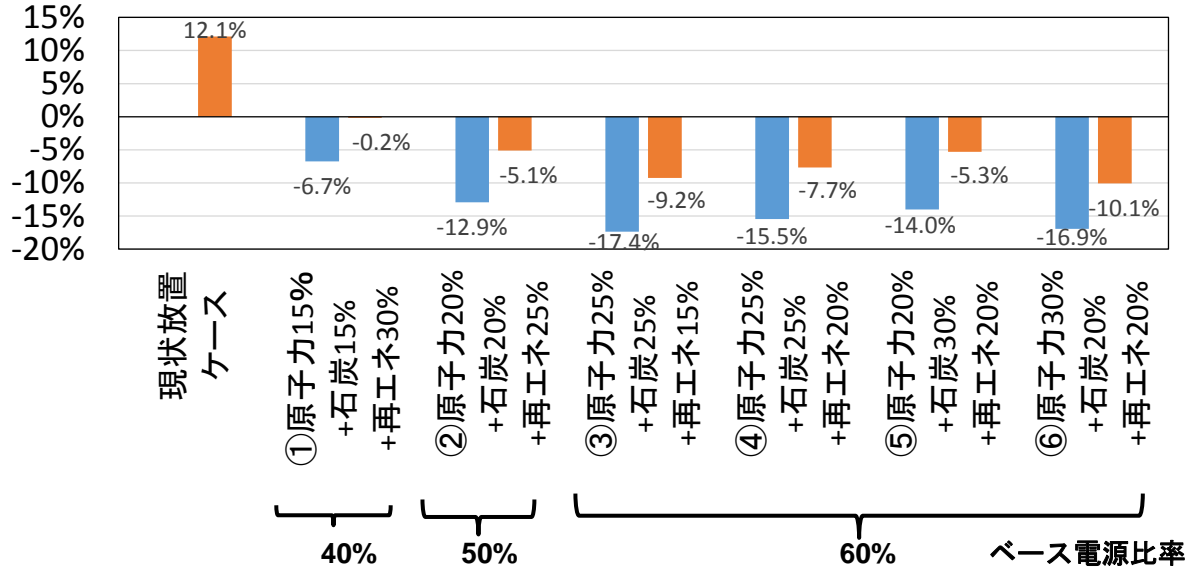
注：基準ケースは、
現状放置& IEA WEO新政策
レベルシナリオ

*経済影響の分析に用いたエネルギー経済モデル(DEARS)は完全雇用を想定しており、失業率を内生的に算定することはできない。しかし、失業率はマクロ経済影響として重要な指標であるため、ここではオークン法則(GDPと失業率変化の関係を表す関係式)を用いた簡便な方法で失業率の変化を概算した。

2030年の経済影響(家庭電気代、光熱費)

家庭電気代

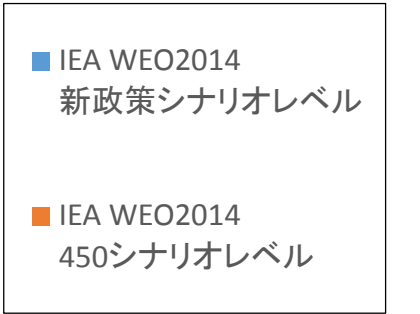
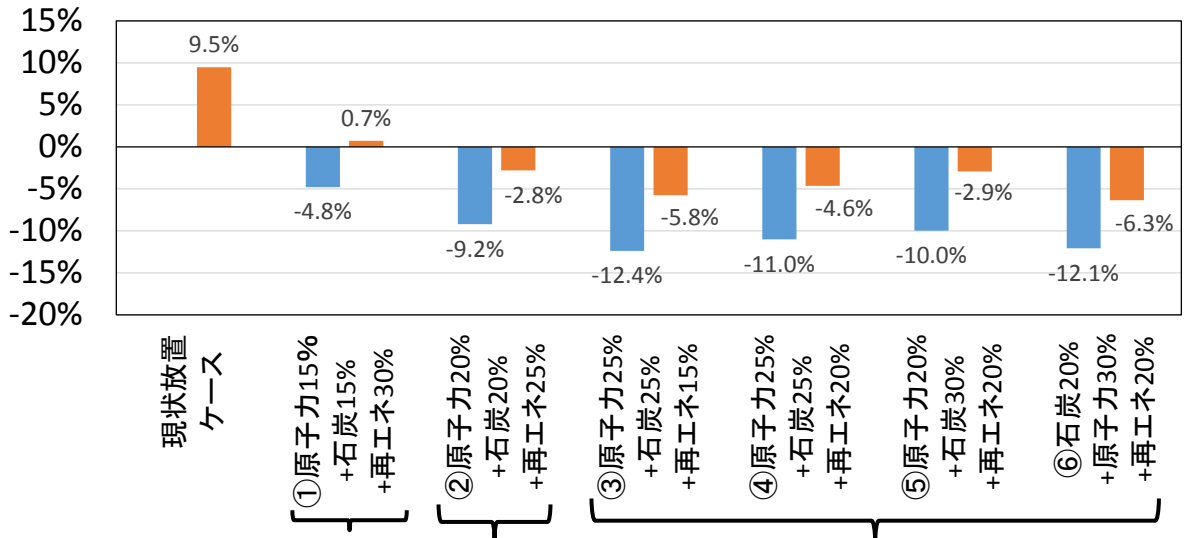
家庭用電気代の増加
(%、基準ケース比)



注：基準ケースは、
現状放置 & IEA WEO新政策
レベルシナリオ

光熱費

光熱費の増加
(%、基準ケース比)



各シナリオにおける2030年の家計消費 (GHG排出削減強度: WEO2014新政策シナリオレベル)

基準比・家計消費 の変化[%]		ベースロード電源		
		40%	50%	60%
再 工 ネ	15%			+0.87%
	20%			+0.65~+0.69%
	25%		+0.59%	
	30%	+0.11%		

基準比・家計消費 の変化[%]		原子力発電		
		20%	25%	30%
石 炭 火 力 発 電	20%			+0.69%
	25%		+0.68%	
	30%	+0.65%		

*1 基準は現状放置ケース（2013年電源構成比率）&WEO新政策とした。

各シナリオにおける2030年の家計消費 (GHG排出削減強度: WEO2014 450シナリオレベル)

基準比・家計消費 の変化[%]		ベースロード電源		
		40%	50%	60%
再 工 ネ	15%			+1.02%
	20%			+0.77%~+0.91%
	25%		+0.75%	
	30%	+0.31%		

基準比・家計消費 の変化[%]		原子力発電		
		20%	25%	30%
石 炭 火 力 発 電	20%			+0.91%
	25%		+0.85%	
	30%	+0.77%		

*1 基準は現状放置ケース (2013年電源構成比率) & WEO450とした。

各ケースの2030年の日本のGHG排出削減量

2005年比でのGHG排出量 (括弧内はエネルギー起源CO₂削減による寄与分)

	IEA WEO2014 新政策シナリオレベル	IEA WEO2014 450シナリオレベル
現状放置	+5% (+4%)	+4% (+3%)
ベースロード電源40% (原子力15%+石炭15%)、再エネ30%	▲13% (▲14%)	▲16% (▲17%)
ベースロード電源50% (原子力20%+石炭20%)、再エネ25%	▲11% (▲12%)	▲14% (▲15%)
ベースロード電源60% (原子力25%+石炭25%)、再エネ15%	▲8% (▲9%)	▲12% (▲12%)
ベースロード電源60% (原子力25%+石炭25%)、再エネ20%	▲10% (▲11%)	▲13% (▲14%)
ベースロード電源60% (原子力20%+石炭30%)、再エネ20%	▲6% (▲7%)	▲10% (▲11%)
ベースロード電源60% (原子力30%+石炭20%)、再エネ20%	▲13% (▲14%)	▲17% (▲17%)

一人あたりGHG排出量

	1990	2005	2010	2020	2030
日本	10.1	10.6	9.9	10.5	10.3; 9.7; 9.2
米国	24.4	24.2	22.0	16.7	12.2~12.6
中国	3.4	6.2	8.3	9.5	9.8~10.5
EU28	11.8	10.4	9.4	8.3	6.6
ロシア	22.7	14.8	15.5	15.7~15.8	17.9~19.0
韓国	7.1	11.8	13.7	12.0	—
インド	1.5	1.9	2.3	3.2	—

単位：tCO2eq./人

注) 日本の2030年は2005年比でそれぞれ▲10、▲15、▲20%とした場合

GDP (MER)あたりGHG排出量

	1990	2005	2010	2020	2030
日本	0.32	0.30	0.27	0.24	0.19; 0.18; 0.17
米国	0.76	0.55	0.50	0.32	0.21
中国	6.35	3.37	2.80	1.57~1.58	0.94~1.01
EU28	0.56	0.37	0.33	0.26	0.18
ロシア	3.99	2.80	2.44	1.57~1.58	0.91~0.96
韓国	0.85	0.66	0.65	0.43	—
インド	3.74	2.53	2.24	1.81	—

単位 : kgCO₂eq. per \$;2005年価格

注) 日本の2030年は2005年比でそれぞれ▲10、▲15、▲20%とした場合

まとめ

- ◆ 2013年時点においては、ベースロード電源比率が40%程度にまで下がっている。2030年において、ベースロード電源比率が40%（再エネ比率30%）に比べ、ベースロード電源50%（再エネ比率25%）になれば、年1.4兆円もエネルギーシステムコストは低下すると見られる。更に、ベースロード電源60%（再エネ比率20%）になれば、年2.4兆円もエネルギーシステムコストは低下する（CO₂排出削減強度をWEO新政策シナリオ程度とした場合）。GDPは、現状電源構成比率が2030年まで継続したとする現状放置ケースと比べ、ベースロード電源比率が50%のときは年間+2.6兆円、60%になれば+3.5兆円程度引き上がると推計される。
- ◆ IEA WEO450シナリオ（2010年価格で2030年61\$/tCO₂程度）までであれば、原子力と石炭発電の間について発電コストの差は大きくないため、両者の代替で発電コストや経済影響の差は大きくない。ただし、原子力と石炭発電の間で、総発電電力量に対する比率が5%ポイント両者で代替すると、日本の全GHG排出量の2005年比削減比率が3%ポイント程度変化する。（原子力比率を5%ポイント下げ、かわりに石炭比率を5%ポイント上げると、2005年比GHG排出削減率は3%程度悪化する。）
- ◆ 再エネ比率の増大に伴って発電単価、エネルギーシステム総コストともに増大する。

分析からの示唆

- ◆ 電力コスト・エネルギーシステムコストの抑制のためには、ベースロード電源比率を高めることが必要。現在（2013年）は40%程度にまで落ち込んでいるが、震災前の水準である60%近い水準にまで引き上げることは重要な一つの方向性と考えられる。
- ◆ 原子力と石炭発電の間ではコストに大きな差異がなく、両者の間の代替であれば、あまり大きな経済負担にならない。
- ◆ しかし、石炭発電を増やせば、CO2排出量は大きくなるため、そのトレードオフを十分見極めるべき。ベースロード電源比率が60%程度の場合かつ原子力比率が20%程度の場合には、最終エネルギー需要での省エネ等の対策を強化しても（450シナリオであっても）、2030年のGHG排出量は2005年比で10%減程度と見られる。
- ◆ 2030年のGHG排出量は2005年比で10%減を上回り、15%減程度に近づけるためには、原子力比率は25%程度が必要になると推計される。
- ◆ 都合の良い数字のみをとろうとするのではなく、ここで示した蓋然性が高く、客観的かつ統合的な分析に基づいて、経済影響（コスト負担を含む）および温室効果ガス排出削減等と、エネルギーミックスの関係を冷静に把握した上で、意思決定を行うことが大切である。

付録

モデル分析における世界主要国の人口とGDPの想定

人口 (百万人)

	2010	2020	2030
米国	317	345	369
中国	1367	1445	1477
EU28	507	515	515
ロシア	144	139	132

GDP (MER) (%/yr)

	2010-20	2020-30
米国	2.6	2.0
中国	7.6	5.6
EU28	1.2	1.3
ロシア	4.3	6.3

温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

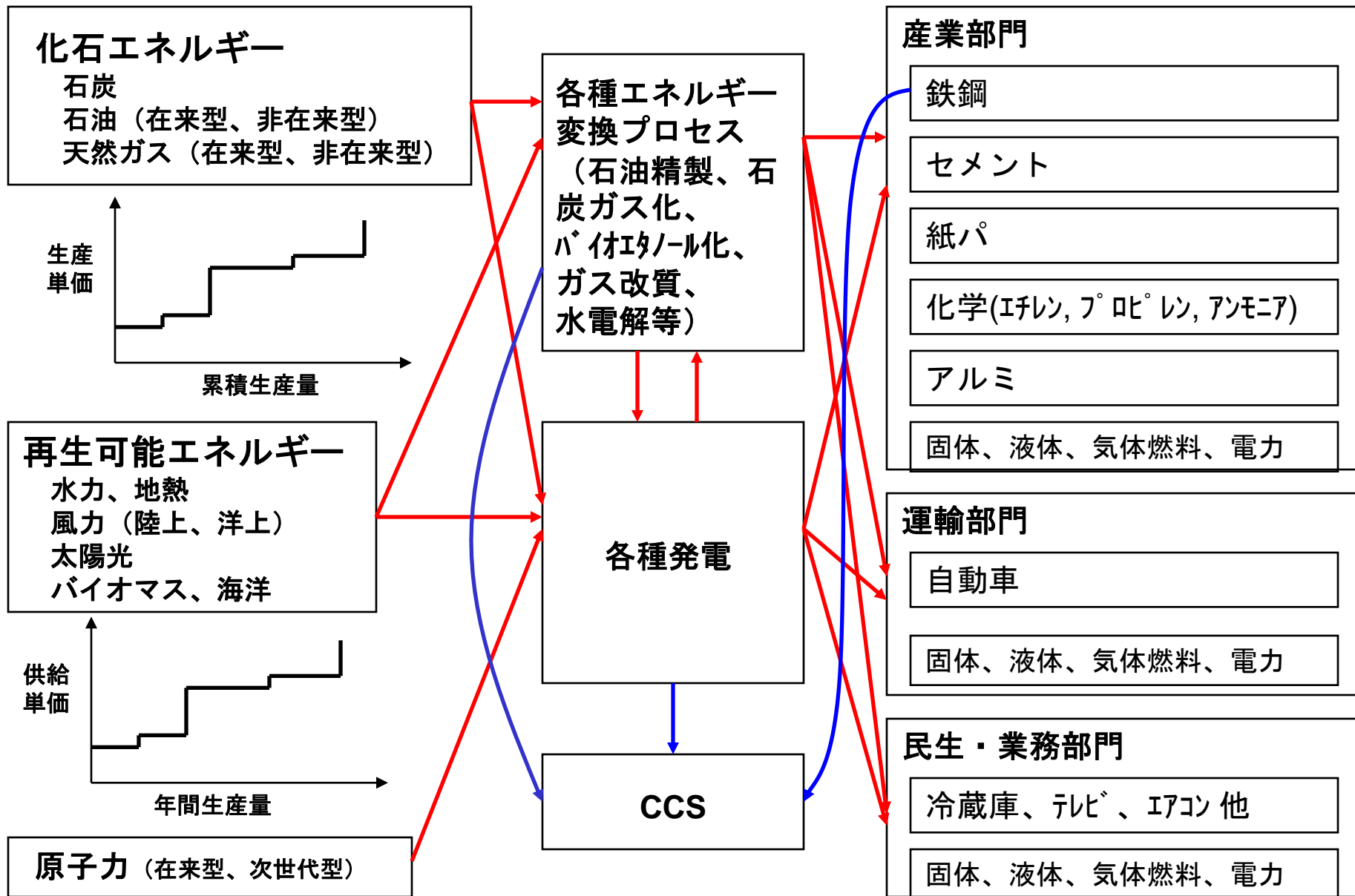
(Dynamic New Earth 21+)

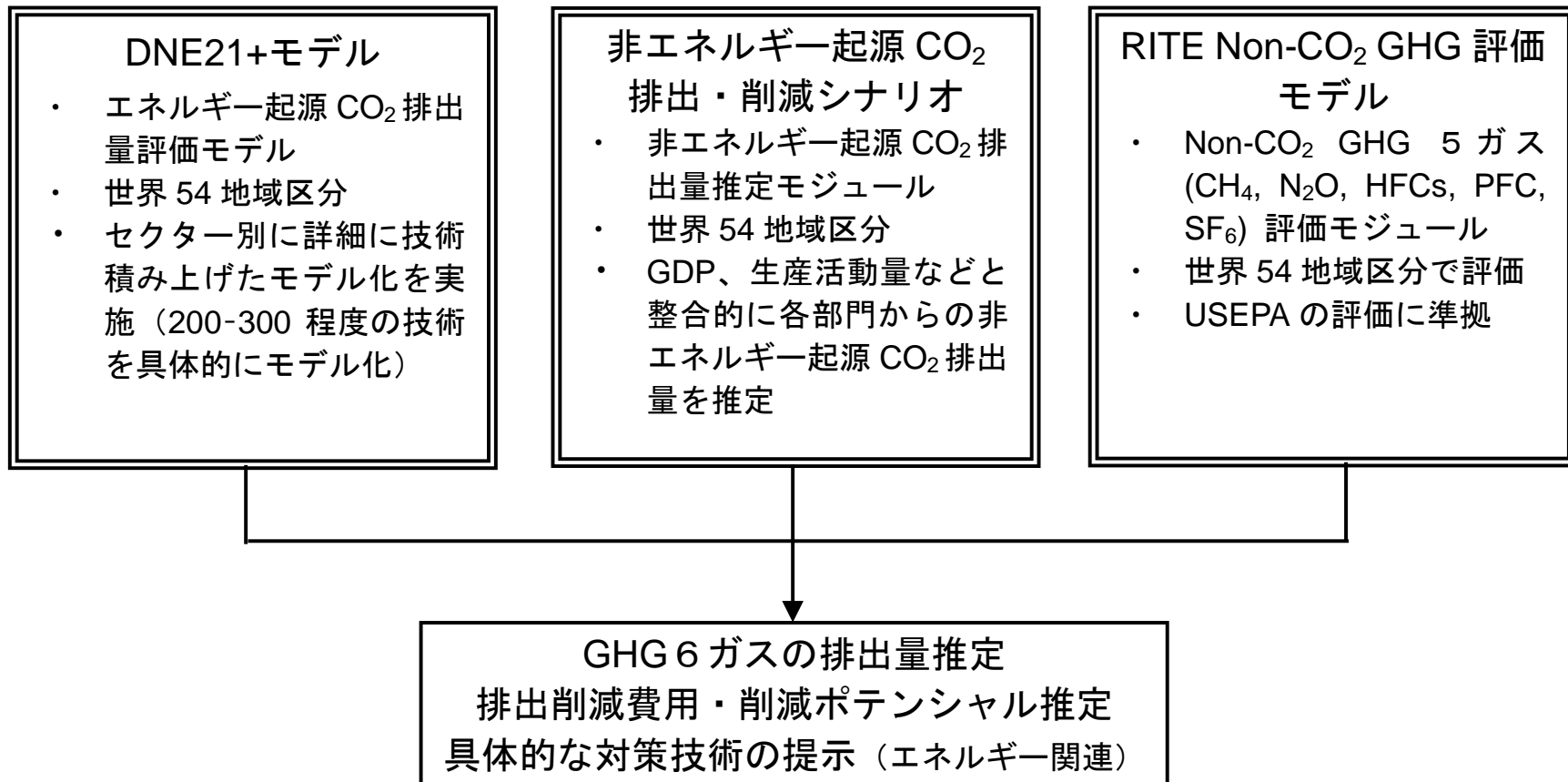
- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステム的なコスト評価が可能なモデル(ただしDEARSモデルのように経済全体を評価対象とはしていない)
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000~2050年
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、石油、天然ガス、電力、エタノール、水素、CO₂(ただしCO₂は国外への移動は不可を標準ケースとしている)、CO₂クレジット
- ◆ エネルギー供給(発電部門等)、CO₂回収貯留技術を、ボトムアップ的に(個別技術を積み上げて)モデル化
- ◆ 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
- ◆ 300程度の技術を具体的にモデル化
- ◆ それ以外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)

地域別、部門別に技術の詳細な評価が可能。また、それらが統合的に評価可能

- ・中期目標検討委員会およびタスクフォースにおける分析・評価
 - ・国内排出量取引制度の検討における分析・評価
 - ・環境エネルギー技術革新計画における分析・評価
- はじめ、気候変動政策の主要な政府検討において活用されてきた。またIPCCシナリオ分析にも貢献

DNE21+のエネルギーフロー概略





世界エネルギー・経済モデルDEARS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）

各ケースの2030年の日本の化石燃料輸入額

化石燃料輸入額 [兆円/年]

	IEA WEO2014 新政策シナリオレベル	IEA WEO2014 450シナリオレベル
現状放置	21.2	21.0
ベースロード電源40% (原子力15%+石炭15%)、再エネ30%	18.7	18.3
ベースロード電源50% (原子力20%+石炭20%)、再エネ25%	18.3	18.1
ベースロード電源60% (原子力25%+石炭25%)、再エネ15%	18.4	18.0
ベースロード電源60% (原子力25%+石炭25%)、再エネ20%	18.0	17.6
ベースロード電源60% (原子力20%+石炭30%)、再エネ20%	18.1	18.0
ベースロード電源60% (原子力30%+石炭20%)、再エネ20%	17.8	17.5

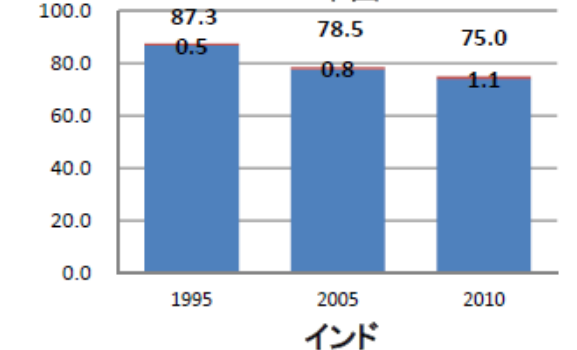
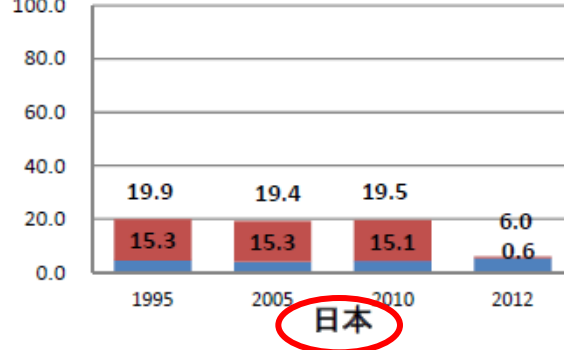
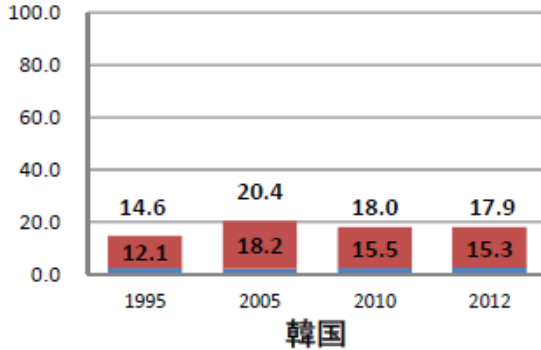
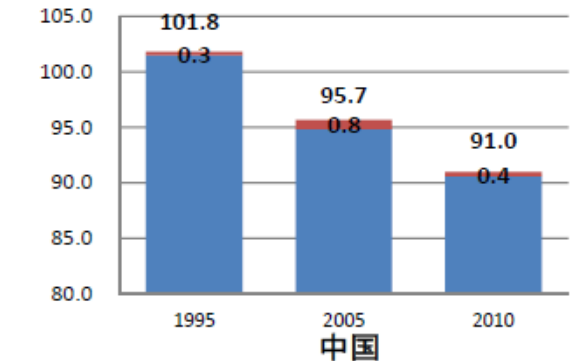
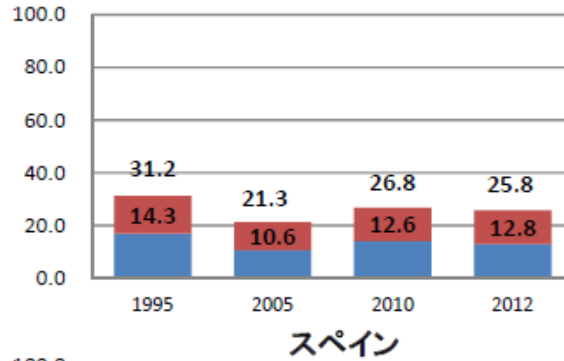
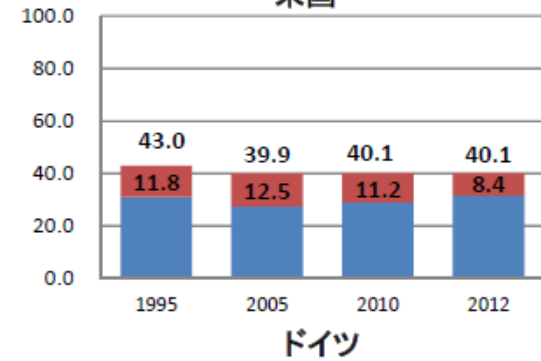
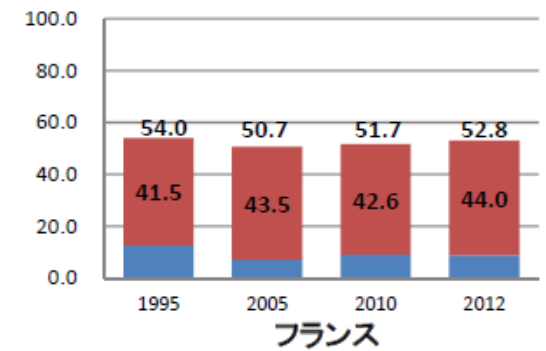
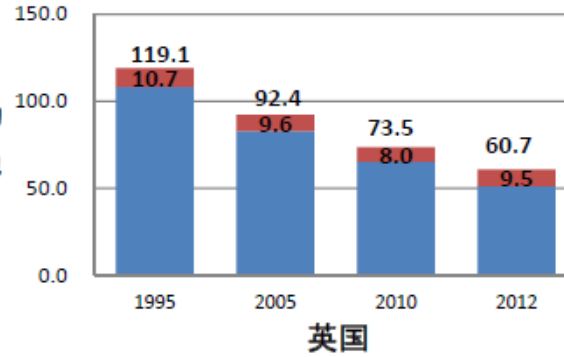
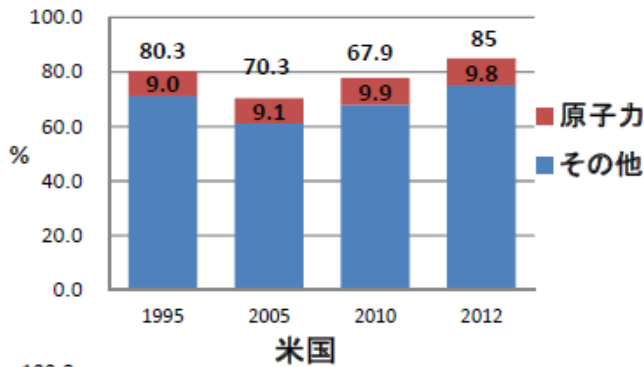
各ケースの2030年のエネルギー自給率

エネルギー自給率 [%]

IEAによる統計に従い、真発熱量で評価すると共に、一次電力の発電効率を原子力33%、地熱10%、水力他は100%とした数値。括弧内の数値は、国内の統計に従い、総発熱量で評価すると共に、一次電力の発電効率を原子力、地熱、水力他は全て40.88%とした数値。

	IEA WEO2014 新政策シナリオレベル	IEA WEO2014 450シナリオレベル
2013年	5.9 (7.7)	
現状放置	5.1 (7.0)	5.1 (7.0)
ベースロード電源40% (原子力15%+石炭15%)、再エネ30%	20.1 (22.8)	21.5 (24.1)
ベースロード電源50% (原子力20%+石炭20%)、再エネ25%	22.0 (23.0)	23.3 (24.2)
ベースロード電源60% (原子力25%+石炭25%)、再エネ15%	21.4 (20.5)	22.9 (21.9)
ベースロード電源60% (原子力25%+石炭25%)、再エネ20%	23.2 (23.0)	24.7 (24.3)
ベースロード電源60% (原子力20%+石炭30%)、再エネ20%	20.1 (20.5)	21.5 (21.8)
ベースロード電源60% (原子力30%+石炭20%)、再エネ20%	26.2 (25.3)	27.7 (26.8)

主要国のエネルギー自給率

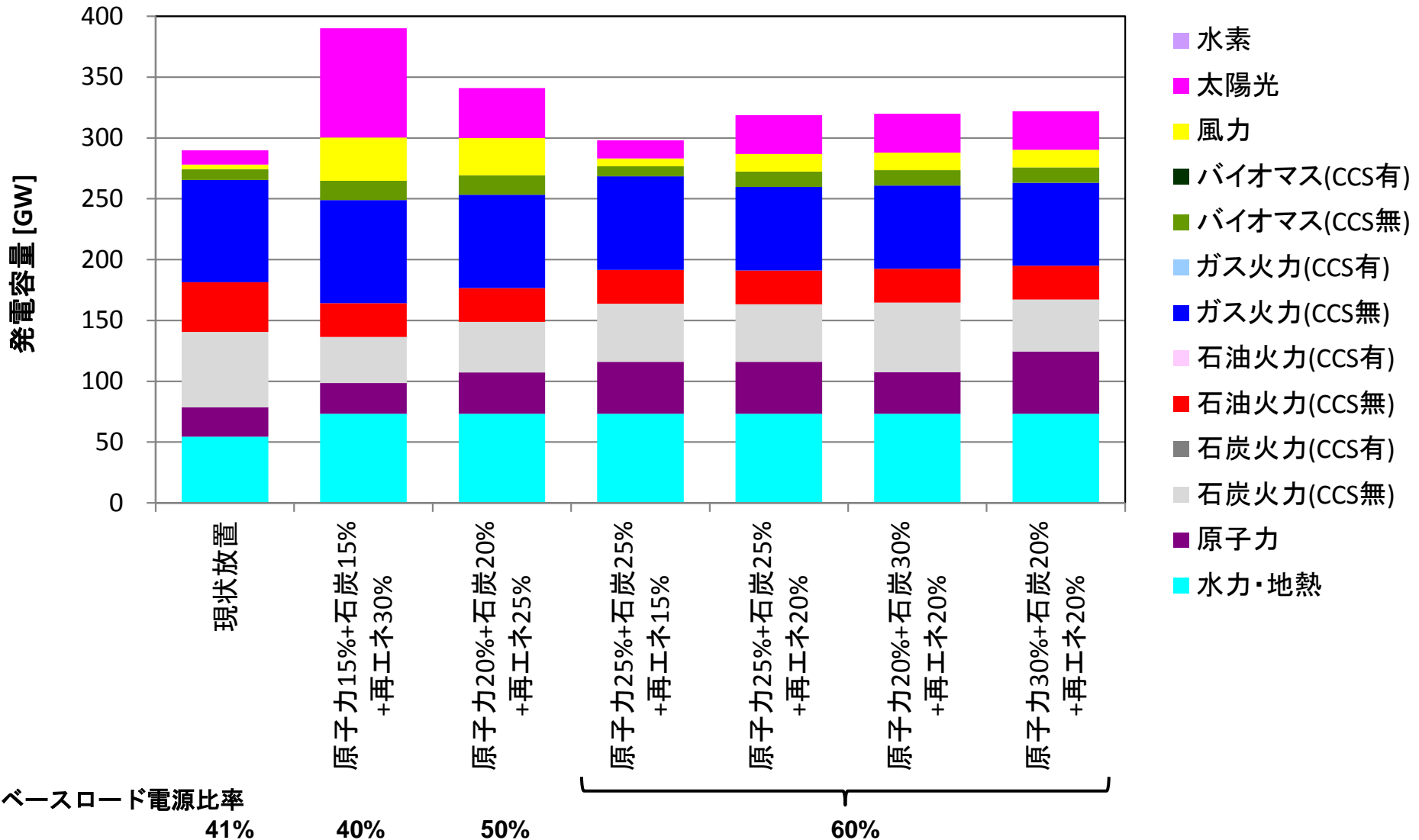


※IEA「Energy Balance of OECD, Non-OECD Countries 2012,2013」(OECD諸国は2012年のデータが最新の推計値、非OECD諸国は2010年のデータが最新の確定値)

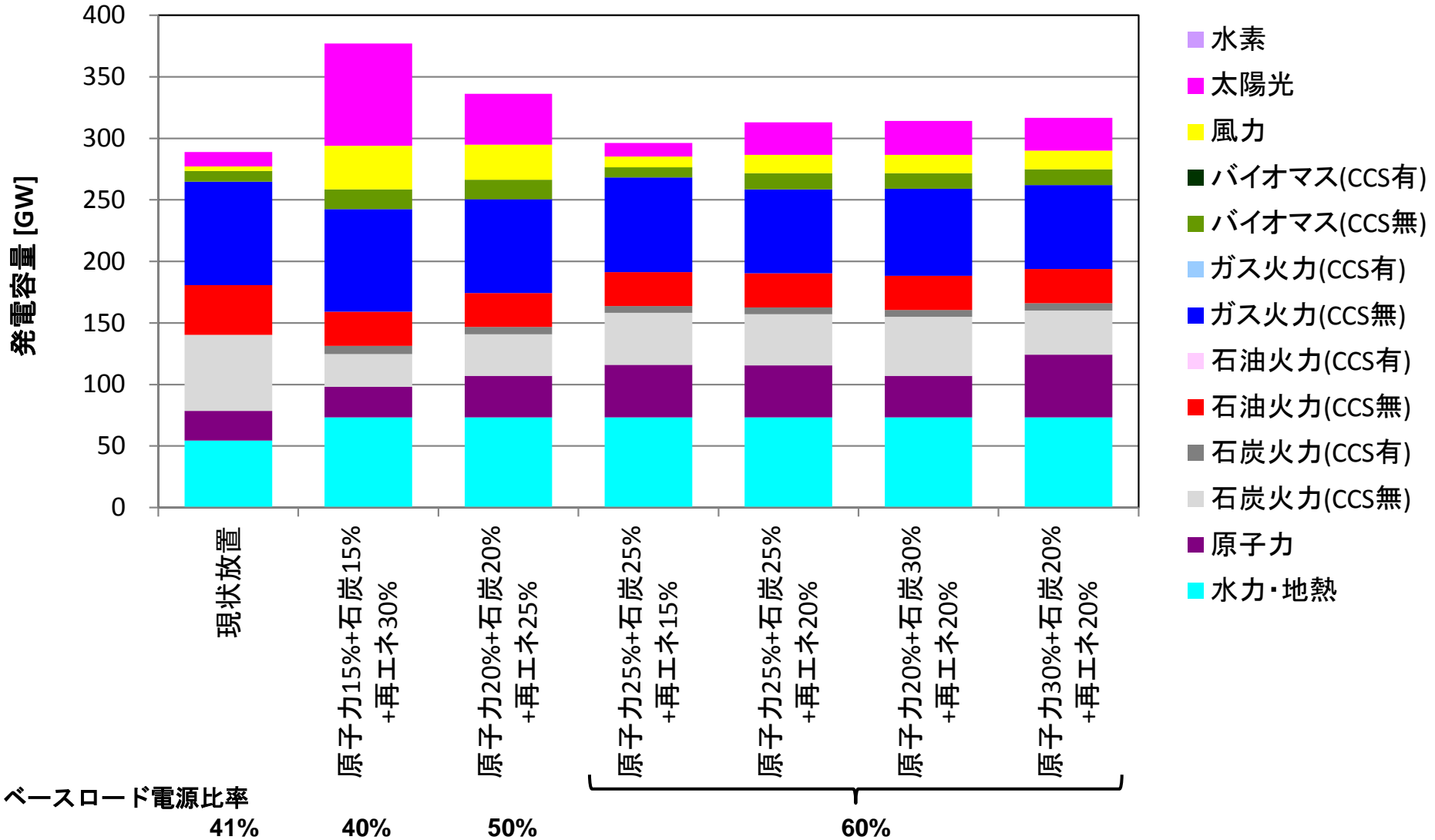
出典) 経済産業省、2013

日本の自給率は極めて低い。欧州もロシア・ウクライナ情勢を受け、ロシアのガス依存に危機感を新たにしている状況。エネルギー源の多様化、供給先の多様化など、常時から対応が必要

2030年の発電容量 (GHG排出削減強度: WEO2014新政策シナリオレベル)



2030年の発電容量 (GHG排出削減強度: WEO2014 450シナリオレベル)



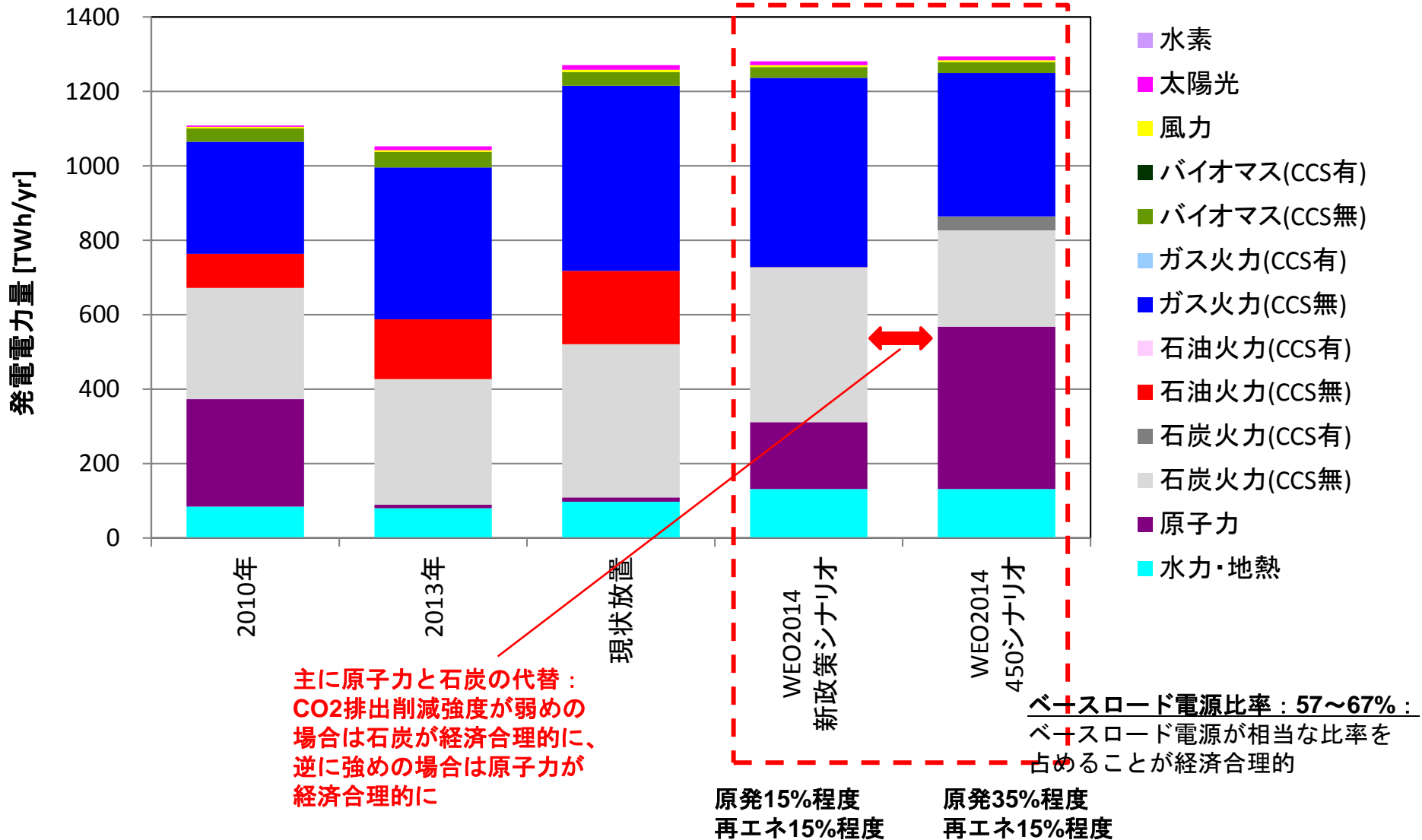
【参考】

経済合理的なエネルギーミックスの算定と、 原子力と再エネ比率を既定したシナリオの分析

本分析では、ベースロード電源（原子力＋石炭＋水力＋地熱）比率と再エネ比率を既定しエネルギーミックスのシナリオを想定した分析を行ったが（その中で原子力と石炭の比率の違いによるサブシナリオも想定）、ここでは、参考情報として、以下のシナリオについても分析した。

- ① 経済合理的なエネルギーミックスの算定：電源構成を予め規定せず、DNE21+モデルにおいて全体コストを最小化した結果としてエネルギーミックスを算定
- ② ベースロード電源比率ではなく、原子力発電比率を用いて、原子力発電比率と再エネ比率のみを規定した場合のエネルギーミックスの算定（原子力と再エネ以外は経済合理性基準の下で決定）
についての分析結果について示す。

経済合理的な2030年の電源構成



注) モデル分析においては、発電部門の投資判断割引率を8%を採用して計算している。より低い割引率(たとえば5%など)で考えれば、原子力の経済合理性は一層高まる。

再エネはこの間でCO2排出削減強度を強めてもほとんど変化なし。
(450 ppmとしても経済合理的なポテンシャルは小さいことを意味する)

ベースロード電源比率60%とする場合の 経済合理的な電源構成とのコスト差

GHG排出削減強度：WEO2014 新政策シナリオレベル

基準比エネルギーシステム コスト [兆円/年]		原子力発電		
		20%	25%	30%
石炭 火力 発電	20%			+1.2 (+0.8)
	25%		+0.9 (+0.5)	
	30%	+0.6 (+0.5)		

GHG排出削減強度：WEO2014 450シナリオレベル

基準比エネルギーシステム コスト [兆円/年]		原子力発電		
		20%	25%	30%
石炭 火力 発電	20%			+0.9 (+0.7)
	25%		+0.6 (+0.6)	
	30%	+0.4 (+0.8)		

*1 基準は経済合理的な電源構成をとるケースとした。

*2 括弧内は炭素価格を加味したコスト

新政策シナリオの場合は、石炭火力30%、原子力20%の場合が最も経済合理的な構成との差が小さく、450シナリオの場合は、石炭火力25%、原子力25%の場合が最も経済合理的な構成との差が小さい結果に。

分析シナリオ（電源ミックス：原子力×再エネ比率）

a) 電源構成

比較参照として、2010年もしくは2013年の電源構成を分析の基準とした。

再エネ	15%	20%		25%		30%
		バランス重視	PV偏重	バランス重視	PV偏重	
原子力						
15%					○	○
20%		○	○	○	○	
25%	○	○	○			
30%	○	○				

注) 本シナリオは、p.5とは異なり、石炭火力を含むベースロード電源比率で規定せず、原子力比率を既定した場合の分析であり、原子力、再エネ以外は経済効率性の基準の下で最適化計算を実施

✕ シナリオの組み合わせを評価

b) CO2排出削減強度

	ベースライン	IEA WEO2014 新政策シナリオレベル	IEA WEO2014 450シナリオレベル
2030年の想定炭素価格 水準(2000年価格)	0\$/tCO2	23 \$/tCO2程度 (2013年価格で 37 \$/tCO2)	61 \$/tCO2程度 (2013年価格で 100\$/tCO2)

注) 450 ppm目標は世界の排出見通しからすると、ほぼ実現不可能との見方が多い。なお、500~550 ppmでも2℃目標達成の可能性は相応にある。

2030年のシナリオによるコスト差 (GHG排出削減強度：WE02014新政策シナリオレベル)

基準比エネルギーシステム コスト削減 [兆円/年]		原子力発電			
		15%	20%	25%	30%
再 エ ネ	15% (バランス重視)			(A) 2.6 (3.0)	(B) 2.5 (3.1)
	20% (バランス重視)		(C) 2.0 (2.5)	(D) 2.0 (2.6)	
	20% (太陽光偏重)		(E) 1.6 (2.1)	(F) 1.5 (2.1)	
	25% (バランス重視) (G)	1.4 (1.9)	(H) 1.3 (1.9)		
	25% (太陽光偏重) (I)	1.1 (1.6)	(J) 1.0 (1.6)		
	30% (バランス重視) (K)	0.3 (0.9)			

*1 基準は現状放置ケース（2013年電源構成比率）とした。

*2 括弧内は炭素価格を加味したコスト

ア：再エネについては、比率が5%減少すれば、6,000億円～1兆1,000億円コストが減少。

イ：再エネを安い順で導入した場合（バランス重視）は、太陽光に偏って導入した場合に比べ、3,000億円～5,000億円コストが減少。

2030年のシナリオによるコスト差 (GHG排出削減強度：WE02014 450シナリオレベル)

基準比エネルギーシステム コスト削減 [兆円/年]		原子力発電			
		15%	20%	25%	30%
再 エ ネ	15% (バランス重視)			2.5 (3.7)	2.4 (3.9)
	20% (バランス重視)		2.0 (3.3)	1.9 (3.4)	
	20% (太陽光偏重)		1.5 (2.8)	1.5 (2.9)	
	25% (バランス重視)	1.3 (2.6)	1.2 (2.8)		
	25% (太陽光偏重)	1.0 (2.3)	1.0 (2.5)		
	30% (バランス重視)	0.3 (1.8)			

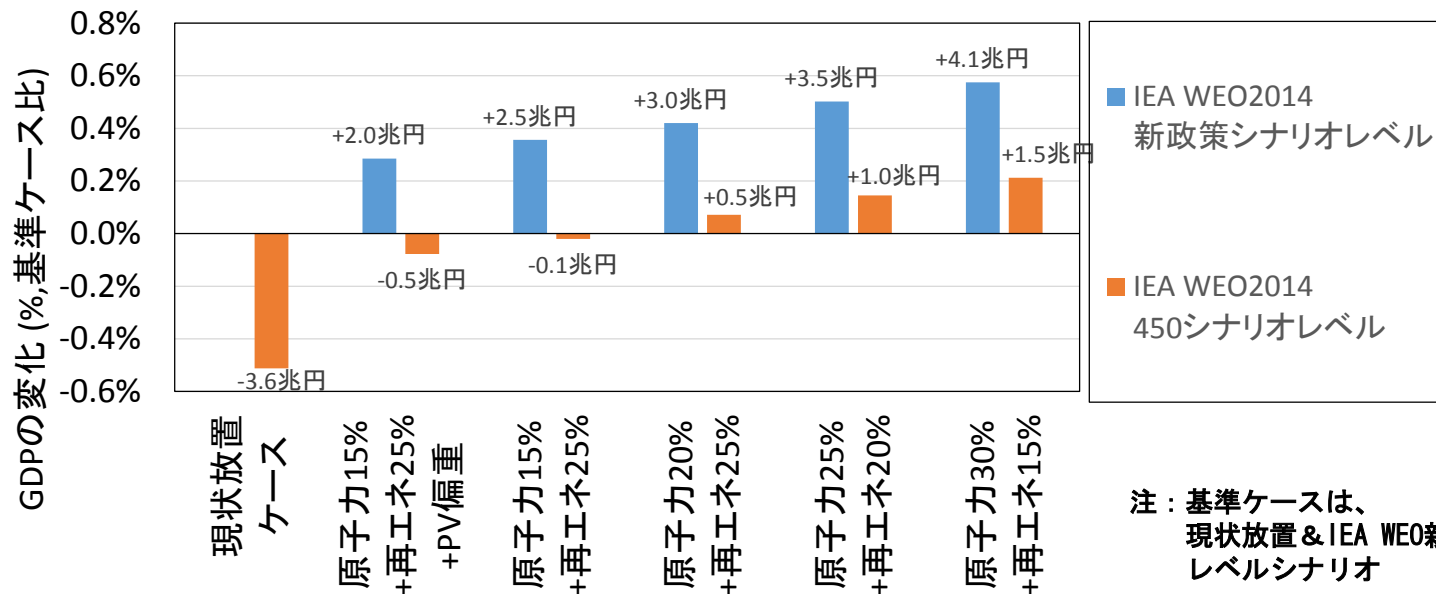
*1 基準は現状放置ケース（2013年電源構成比率）とした。

*2 括弧内は炭素価格を加味したコスト

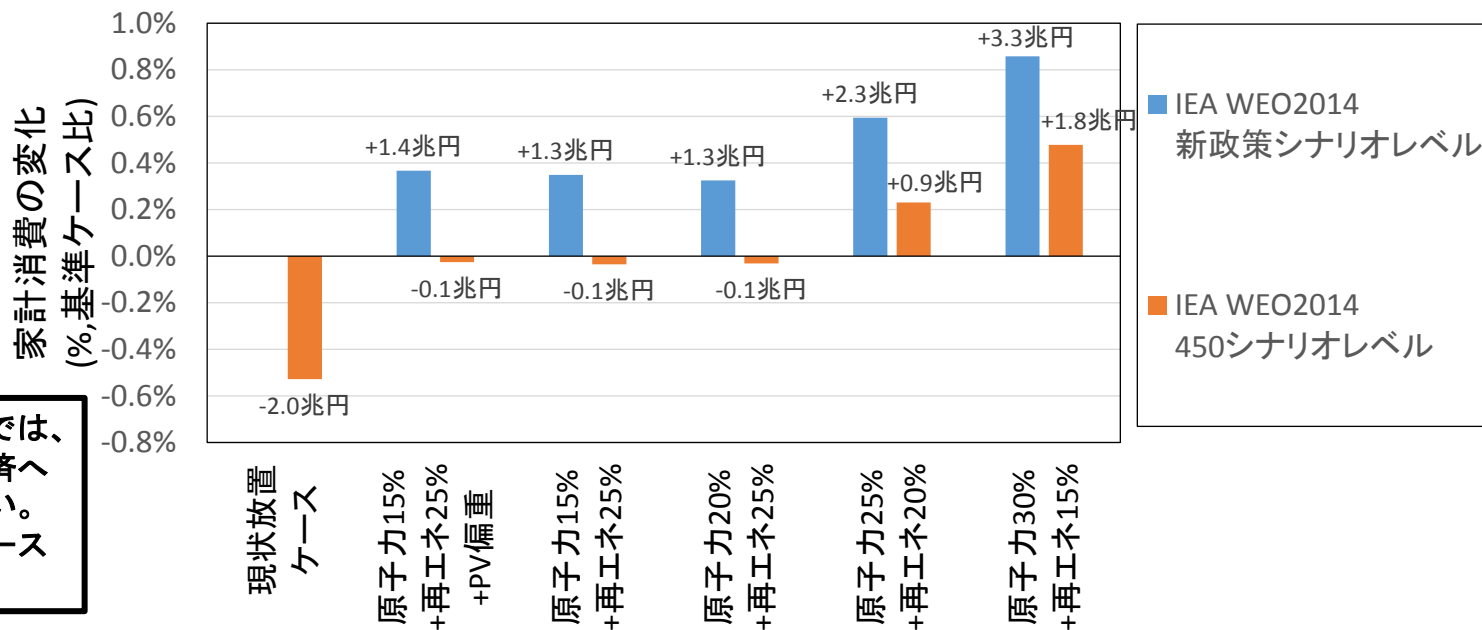
炭素価格をより高めた場合には、原発比率が高いほどコストが低くなる（1,000億円～2,000億円）。

2030年の経済影響（GDPと家計消費）

GDP



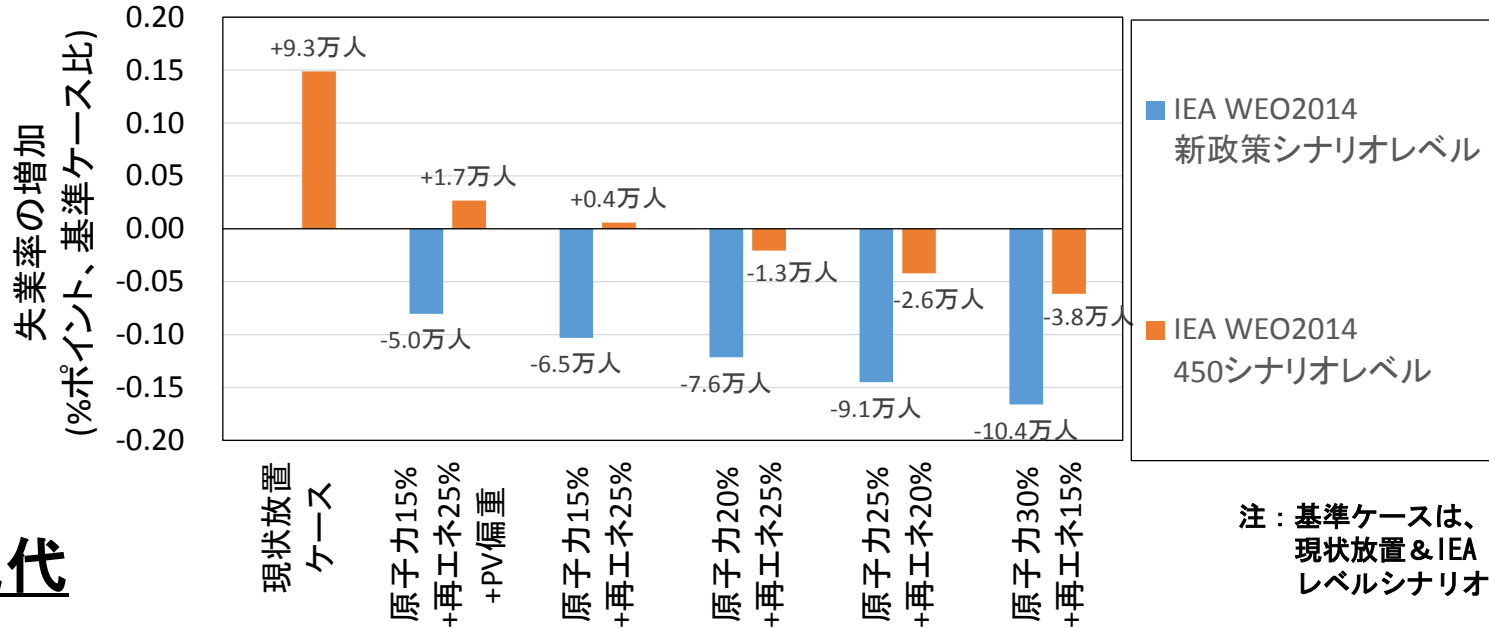
家計消費



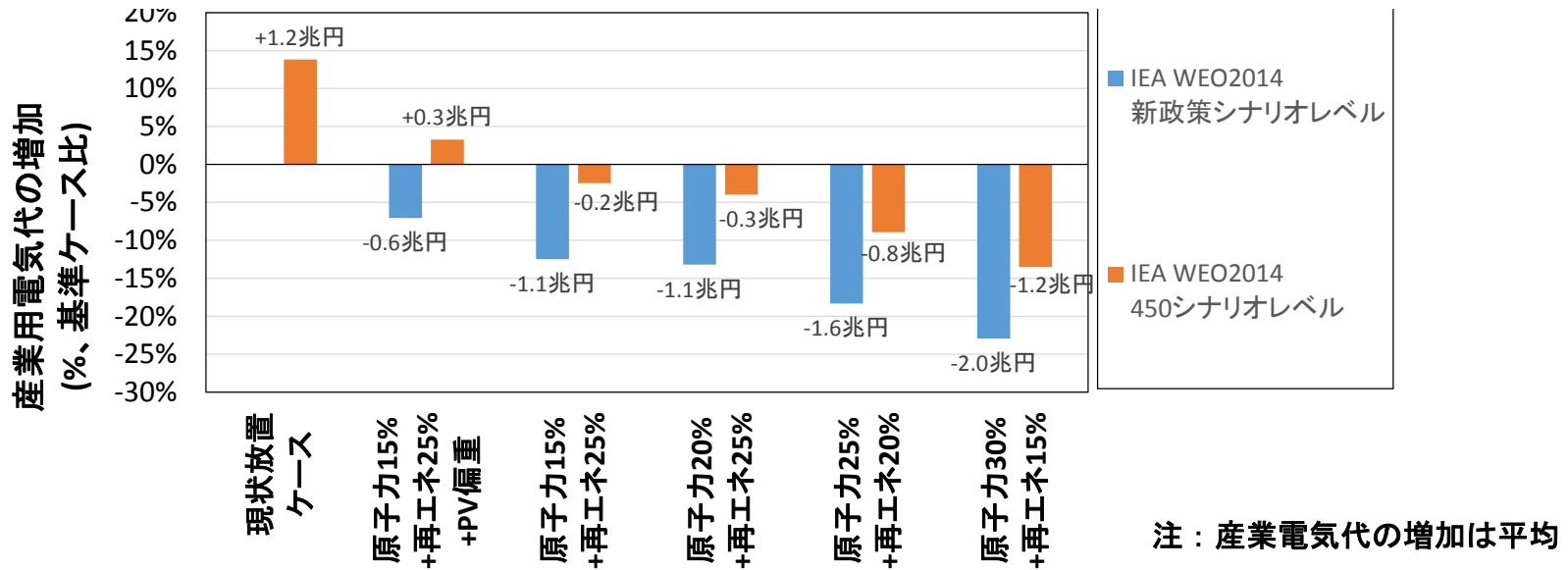
同じ炭素価格レベルでは、現状放置ケースの経済への悪影響が最も大きい。再エネ量が小さいケースほど悪影響が小さい。

2030年の経済影響(失業率、産業電気代)

失業率

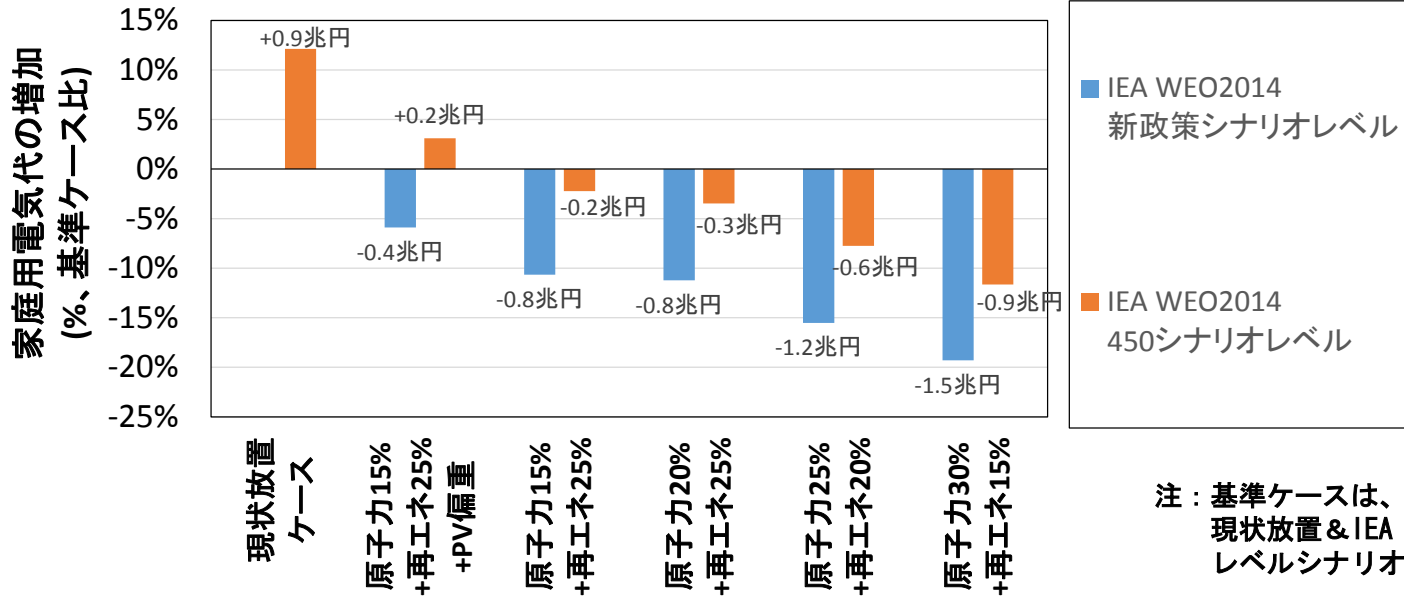


産業電気代

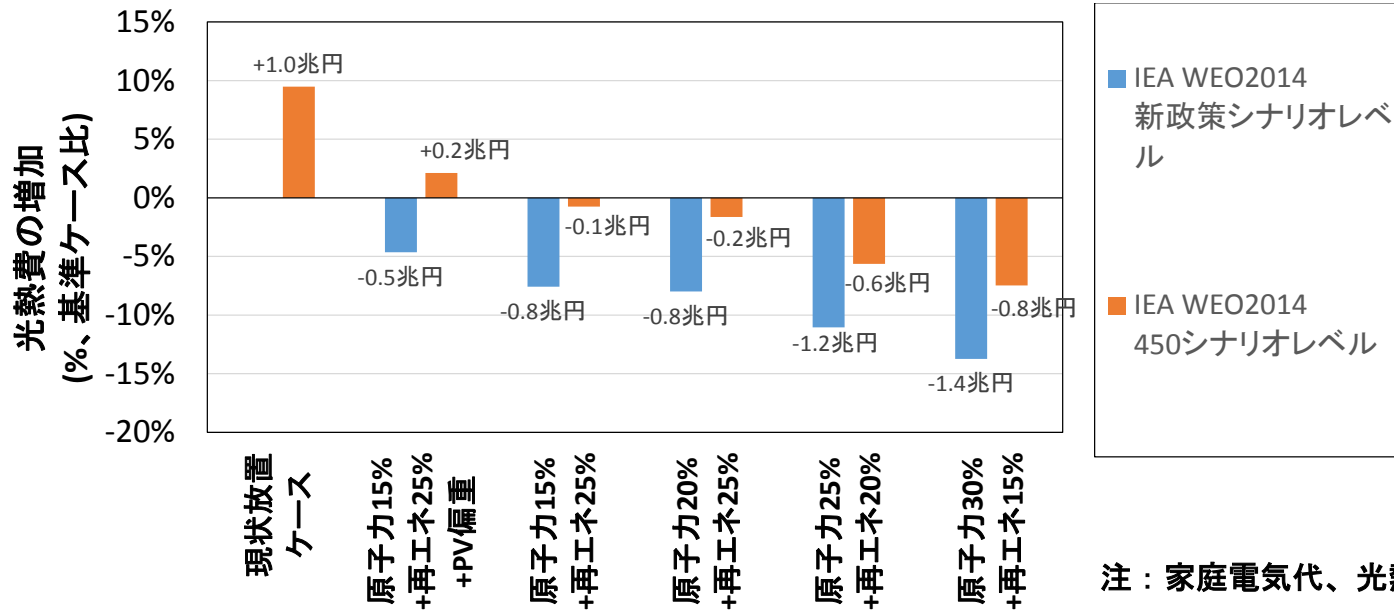


2030年の経済影響(家庭電気代、光熱費)

家庭電気代



光熱費



各ケースの2030年の日本のGHG排出削減量

2005年比でのGHG排出量[05年比%] (括弧内はエネルギー起源CO₂削減による寄与分)

	IEA WE02014 新政策シナリオレベル	IEA WE02014 450シナリオレベル
現状放置	+5% (+4%)	+4% (+3%)
経済合理的な電源構成	▲2% (▲2%)	▲15% (▲15%)
(1) 原子力15%、再エネ25% (バランス重視)	▲7% (▲8%)	▲11% (▲11%)
(2) 原子力15%、再エネ30% (バランス重視)	▲9% (▲10%)	▲13% (▲14%)
(3) 原子力20%、再エネ20% (バランス重視)	▲7% (▲8%)	▲11% (▲11%)
(4) 原子力20%、再エネ25% (バランス重視)	▲9% (▲10%)	▲13% (▲13%)
(5) 原子力25%、再エネ15% (バランス重視)	▲8% (▲8%)	▲11% (▲12%)
(6) 原子力25%、再エネ20% (バランス重視)	▲10% (▲11%)	▲13% (▲14%)
(7) 原子力30%、再エネ15% (バランス重視)	▲10% (▲11%)	▲14% (▲14%)

再エネ
5%差

原子力
5%差