

世界の長期的 CO₂ 削減における日本の電力需給に 関する総合的な分析・評価

RITE システム研究グループ

秋元 圭吾、佐野 史典、本間 隆嗣、小田 潤一郎

著者らは、「中長期の電力供給と地球温暖化対策の分析・評価」において原発動向等によるエネルギー・経済・CO₂の総合的な分析を行った（2011年11月14日公表、2012年2月24日分析を追加し公表）。本報告は、それに続く位置づけであるが、地球温暖化問題は世界全体での温室効果ガス排出削減が不可欠であり、世界全体での排出削減、濃度安定化への取り組みの中で、日本のエネルギー、温暖化対策をとらえることに焦点を当てて、その分析、検討を行ったものである。具体的には、「中長期の電力供給と地球温暖化対策の分析・評価」報告では、基本的に、日本国内でのCO₂排出削減レベルをあらかじめ想定した上で分析を行ったのに対し、本研究報告では、世界のCO₂排出削減レベルを想定し、それと整合的な日本の排出削減レベル、そして、日本の国際クレジット購入分を、原発見通しの違い等を踏まえて、分析・評価を行ったところにある。

【要約】

2011年3月11日に発生した東日本大震災それに伴う福島第一原発の事故により、わが国のエネルギー政策は抜本的な見直しが必要となっている。その意思決定にあたっては、エネルギー・経済・環境における整合的、総合的、定量的な分析が必要である。

地球温暖化問題は、国際的な取り組みが不可欠であり、国際的にバランスされた削減目標でなければ、国内対策は政治・経済的に困難になり、実現が極めて難しくなる。2011年末に開催されたCOP17において、すべての主要国が参加する衡平かつ実効性のある国際枠組みに道筋をつける「強化された行動のためのダーバン・プラットフォーム特別作業部会」の設置が決まった。原発の拡大が困難な状況下において、排出削減目標の国際的な衡平性への留意は一層重要である。

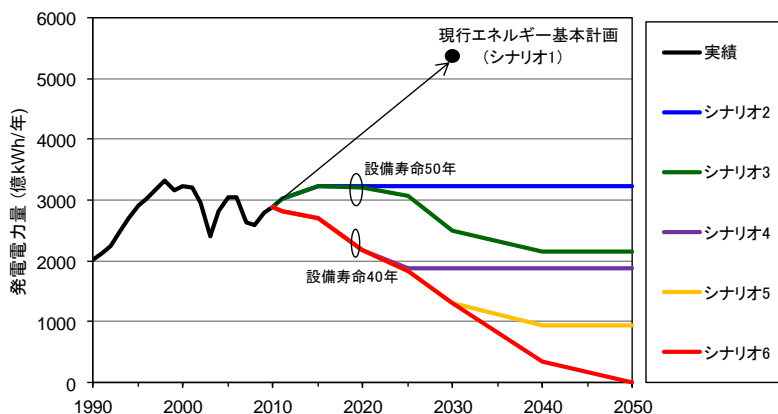
本報告では、特に、世界的な温室効果ガス排出削減と、国内の排出削減・エネルギー対策との関係に焦点をあてた分析・評価を実施した。これによって、原子力発電・電源構成全体のあり方と、その経済影響を、国際的なCO₂排出削減（450 ppm CO₂eq.などの濃度安定化目標）との整合性、国際衡平性目標の視点を踏まえて検討を行った。

分析結果からは、以下のような点が指摘できる。

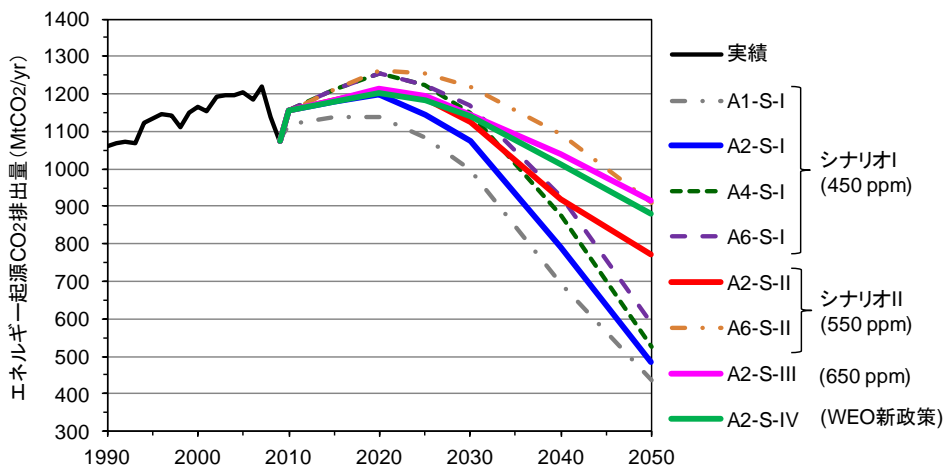
- ① エネルギー・環境会議「コスト等検証委員会」における発電コスト推計の際に用いられた炭素価格の想定（2020年 30\$/tCO₂、2030年 40\$/tCO₂）は、国際的に明示的な炭素価格（CO₂の限界削減費用）としては社会・政治・経済的に受け入れ可能な限界的な価格とも見られているようなものである。この炭素価格を想定した場合、CO₂排出抑制を考えない場合に比べると、火力発電を若干抑制し、CO₂排出を減少させることがコスト効率的となる。しかし、日本の石炭発電の効率は高いため、この国際的に許容されると思われる明示的な炭素価格の下でも、石炭発電のコスト効率性は維持される。
- ② 国際的に多く議論が行われている大気中の温室効果ガス濃度を 450 ppm CO₂eq.（概ね産業革命以前比で 2℃以内に抑制を見込むことが可能なレベル）に安定化する場合（要約表 1）、世界全体での限界削減費用は、2030年では概ね 80\$/tCO₂程度と推計されるが（2020年では 16\$/tCO₂）、このケースでも、石炭発電のコスト効率性はまだ維持されると見られる。特に、原発比率が小さくなる場合には、ガスの増大と共に石炭火力も増大させることがコスト効率的と推計される（要約図 3）。
- ③ 450 ppm CO₂eq.安定化時（炭素価格 2030年 80\$/tCO₂程度）においては、原発が、現行エネルギー基本計画通りのケースでは、2030年の日本の CO₂排出量は 1990年比▲8%、原発比率が総発電電力量の 20%および 10%程度になるケースでは、それぞれ、+1%、+6%程度と推計される（要約図 5）。特に原発比率が小さくなると、80\$/tCO₂までの対策をとったとしても、1990年比で排出の増大が予想される。
- ④ 450 ppm CO₂eq.安定化ケースであっても、世界の限界削減費用が均等化し、世界全体での費用最小となる対策の中での日本の排出削減を考えると、各種経済指標も大幅な悪化にまでは至らない（GDP は 0.1～0.4%程度の低下、失業率は 0.1%ポイント程度の上昇など。ただし、原発電力量シェアは 10%以上確保する場合）。
- ⑤ 一方、「中長期の電力供給と地球温暖化対策の分析・評価」レポートで報告したように、原発電力量シェアが 20%程度以下の場合、2030年に現行エネルギー基本計画の▲30%を大きく下回る 1990年比▲20%の達成であっても、CO₂限界削減費用（炭素価格）は 200 \$/tCO₂以上となり（脱原発ケースでは 470 \$/tCO₂程度）、各種経済影響も大きく（GDP 損失は 9%以上）、大きな差異がある。
- ⑥ 450 ppm CO₂eq.目標下で GDP 比費用均等化の排出枠の割り当てを行う場合、これを日本が真水で達成しようとするすると限界削減費用が著しく高く、国際クレジット購入がコスト合理的となる。排出クレジット購入額は、2020年では年間 1500～1800 億円程度、一人当たり排出量均等化で排出枠の割り当てを行う場合は、年間 800～1600 億円程度となる。ただし、安価で、かつ、しっかりとした削減効果が見込める国際排出クレジットである必要があり、2 国間クレジットの仕組みなどを築き上げることは重要と考えられる。
- ⑦ CO₂排出の国際クレジット購入に必要な金額は小さい額ではないものの、国内で大きく削減するよりは、相当安価な費用で済む可能性も高く、原発電力量シェアが 25%程度より大きい場合、80\$/tCO₂程度までの対策を実施することによって、2030年の CO₂排出は 1990年排出レベルを超えないようにすることはでき、残りの国際クレジット購入は別途、毎年 800 億円から 1500 億円程度の規模で実施し、450 ppm CO₂eq.安定化への道は存在する（例えば要約図

4の点線の矢印で示したように、国際クレジット購入（海外での削減）を選択する場合）。ただし、世界全体での実効ある排出削減対策が不可欠であり、その実現が前提である。

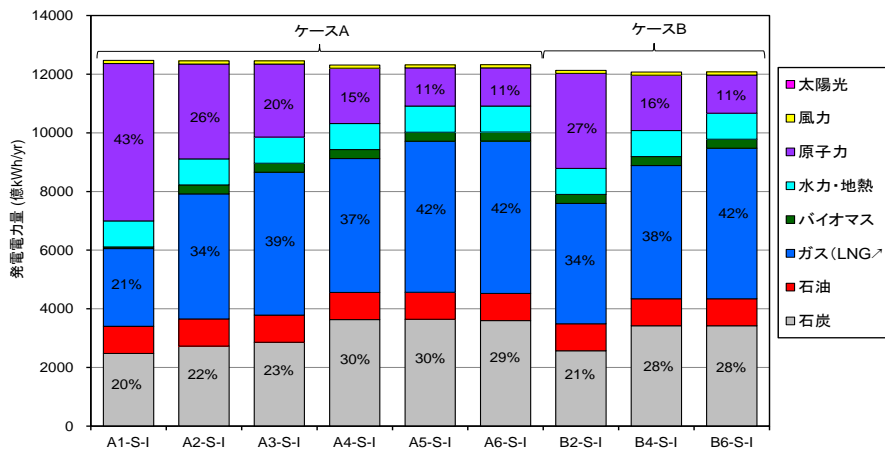
- ⑧ 450 ppm CO₂eq.安定化の場合、特に2030年以降、更に大幅な排出削減が世界的に必要で、現在、想定し得るような技術だけでは削減費用が高すぎ、現実社会で実現できるとは考えにくい（欧米諸国で参照される価格帯は数US\$/tCO₂から50US\$/tCO₂程度）。現在想定されていないような革新的な技術開発とその大幅な普及も前提となる。



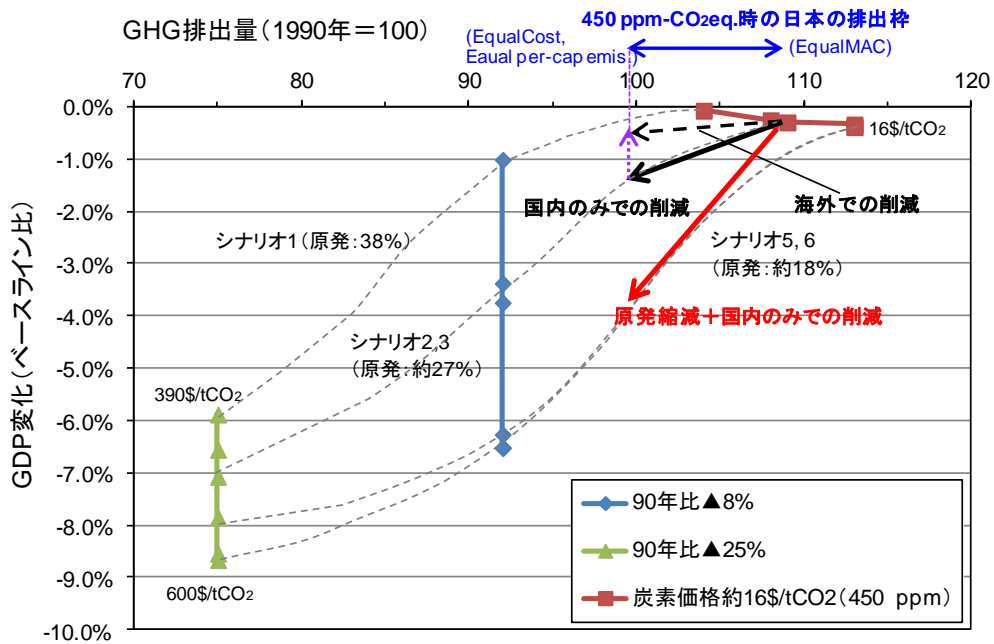
要約図1 本報告書で分析を行った原子力発電の発電電力量シナリオ



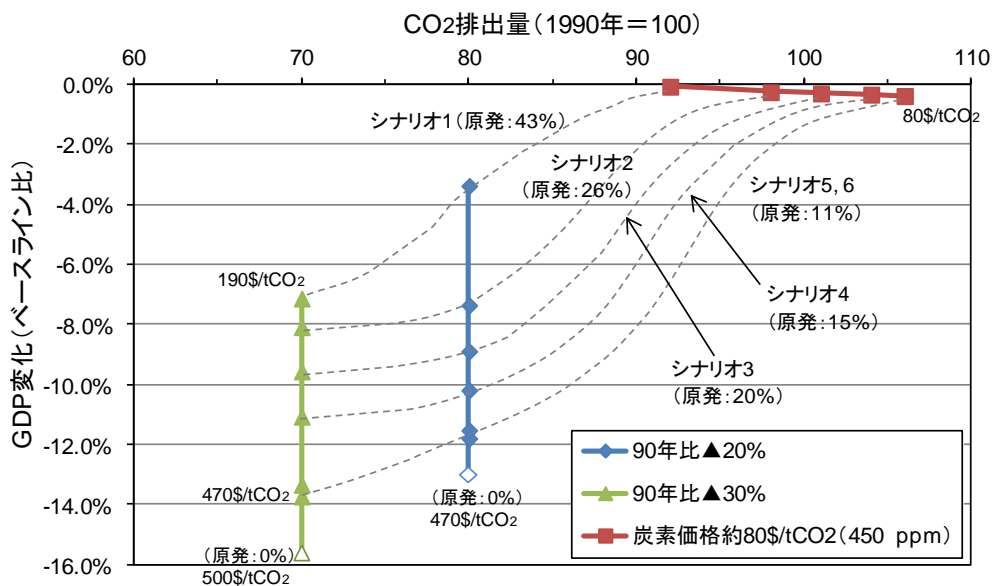
要約図2 各シナリオ（抜粋）における日本のエネルギー起源 CO₂ 排出量



要約図3 450 ppmCO₂eq.シナリオにおける2030年の原発・節エネに関するシナリオの違いによる発電電力構成 (ケースA: 標準需要、ケースB: 節電進行)



要約図4 2020年における日本のGHG排出量 (Non-CO₂ GHGによる排出削減見込みを考慮しGHG削減率に変換している)、原発電力量シェア、GDP変化の関係
注) 図中の破線はイメージであり、実際にモデル計算を行って導出したものではない。



要約図5 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
 注) 図中の破線はイメージであり、実際にモデル計算を行って導出したものではない。

以上の結果は、世界全体が協力しGHG排出削減を行う場合であり、日本のみがCO₂排出削減を行っても、450 ppm CO₂eq.目標のみならず、550 ppm CO₂eq.、650 ppm CO₂eq.目標は達成できない点に注意が必要である。本分析では、これら3ケースのシナリオ分析を行ったが、そもそもこれらの安定化目標の妥当性・必要性については、科学的（例えば気候感度）、社会的（将来の温暖化影響への適応力）不確実性も大きく、さらに主観的な判断も必要である点に注意が必要である。

要約表 1 450 ppm CO₂eq.時における 2030 年の（炭素価格 80\$/tCO₂相当）各種指標

	原子力発電 電力量シェア	エネルギーシステム総 コスト増分 (billion US\$/yr)	電力価格 上昇 (\$/MWh)	セキュリティ(石 油、ガス輸入 の脆弱度)	GDP 変化	可処分 所得 変化	失業率 変化	CO ₂ 排出量変 化 (KP 基準 GHG 排出量 比)、括弧内は CO ₂ 排出量	国際排出クレジット購入額 (billion US\$/yr)	
									GDP 比費用均 等化排出枠割 当	一人当たり排 出量均等化排 出枠割当
基準ケース：原子力はエネルギー基本計画通り、 CO₂ 排出制約無し (2030 年：CO ₂ 排出量▲2%)										
2030 年：炭素価格 80\$/tCO₂										
1) 原子力：エネルギー基本 計画どおり	(2020: 38%) 2030 年: 43% (2050: 44%)	+3.4 (2900 億円/ 年)	+31 (2.6 円/kWh)	+1%	-0.1%	-0.1%	+0.03%	-2.8% (1.00 GtCO ₂ /yr)	/	-0.0 (-15 億円/年)
2) 現状規模 (30%相当、4615 万 kW) 維持 (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 26% (2050: 26%)	+12.0 (1.0 兆円/年)	+31 (2.6 円/kWh)	+18%	-0.3%	-0.3%	+0.09%	+3.4% (1.08 GtCO ₂ /yr)	1.7 (1490 億円/年)	0.9 (800 億円/年)
3) 20%相当、3077 万 kW (稼 働年数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 20% (2050: 18%)	+13.7 (1.2 兆円/年)	+32 (2.7 円/kWh)	+20%	-0.3%	-0.4%	+0.11%	+5.7% (1.11 GtCO ₂ /yr)	/	1.0 (850 億円/年)
4) 20%相当、3077 万 kW (稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 15% (2050: 15%)	+14.0 (1.2 兆円/年)	+35 (3.0 円/kWh)	+27%	-0.3%	-0.4%	+0.12%	+9.3% (1.15 GtCO ₂ /yr)	2.1 (1780 億円/年)	1.9 (1640 億円/年)
5) 10%相当、1538 万 kW (稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 11% (2050: 8%)	+15.2 (1.3 兆円/年)	+36 (3.1 円/kWh)	+28%	-0.4%	-0.5%	+0.14%	+10.9% (1.17 GtCO ₂ /yr)	/	1.9 (1660 億円/年)
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 11% (2050: 0%)	+15.5 (1.3 兆円/年)	+35 (3.0 円/kWh)	+27%	-0.4%	-0.5%	+0.14%	+10.8% (1.17 GtCO ₂ /yr)	2.1 (1780 億円/年)	1.9 (1640 億円/年)

【2030 年の原子力電力量シェア】 : 30%以上、 : 20~30%、 : 10~20%、 : 10%未満

注) 福島第一事故前：4896 万 kW、福島第一 1~4 号機稼働無：4614.8 万 kW。円ドル換算については、1 US\$=85.74 円 (2010 年度平均) を用いている。原子力発電電力量をシェアとして与えている一方、総発電電力量は RITE のモデルで内生的に求めているため、シェアではエネルギー基本計画の見通しと差異がある。エネルギーシステム総コストは固定費 (の年換算分) と可変費 (燃料費等) が含まれる。エネルギーシステム総コストには、発電部門のみならず、他の部門でのエネルギー対策費用も含まれる。エネルギーセキュリティの指標は、石油、ガスの輸入依存度が高まると指標が大きくなる (エネルギーセキュリティの脆弱性が高まると判断される)。CO₂ 削減制約下では、発電で依存度が高まっても、その分、他部門の石油、ガスを減らしたりしているため、この指標は原発のシナリオによって複雑な動きをしている。電力価格上昇は、限界需要に対する価格変化を示している。

1. はじめに

2011年3月11日に発生した東日本大震災それに伴う福島第一原発の事故の事故以降、日本国内では、エネルギー・環境会議、総合資源エネルギー調査会、新原子力大綱策定会議、中央環境審議会など様々な会議において、今後のエネルギー・温暖化対策のあり方が議論されている。

国際的に見ると、COP17において、すべての主要国が参加する衡平かつ実効性のある国際枠組みに道筋をつける「強化された行動のためのダーバン・プラットフォーム特別作業部会」の設置が決まった一方で、京都議定書体制については事実上、終焉の見通しとなるなど、世界はより現実的な対応を志向しつつあると考えられる。

このような国内外の情勢の中、わが国のエネルギー・地球温暖化対策は大幅な見直しが不可避であり、世界の排出削減と日本の排出削減の関係、原発動向が、エネルギーシステムのあり方、CO₂排出や経済（産業、家計等）に与える影響等を総合的に分析することが強く求められる状況にある。そこで、本研究では、とりわけ、地球温暖化抑制に向けた世界の温室効果ガス削減の道筋と、その国際的な排出削減分担における日本の役割から、日本のエネルギー・環境戦略のあり方を検討すべく、世界エネルギー・温暖化対策評価モデル等を用いて総合的に分析・評価を行った。

2. 分析方法と分析ケースの想定

(1) 総合分析のため利用したモデル

総合的な分析を行うため、詳細なエネルギー供給・利用技術の評価が可能な世界エネルギーモデル DNE21+、そして、エネルギー技術の評価は DNE21+よりも簡略なものの、産業構造変化など、産業・経済とエネルギーとの総合的な評価が可能な世界エネルギー経済モデル DEARS の2種類のモデルを利用して、評価を行った。(DNE21+および DEARS モデルの概要は付録参照)

(2) 原子力発電規模・節エネに関するシナリオの想定

原子力発電の設備維持の規模の違い（現状の総発電設備容量の30%程度（現状設備維持）、現状の総発電設備容量の20%程度および10%程度の場合）、稼働年数の違い（50年、40年）、稼働率の違い（80%、70%）に関する将来見通しについて、次頁の表1のようなシナリオを想定した。また、同じく、表1で示すように、業務・家庭部門における潜在的な電力需要が基準の想定よりも5%低下したケースについても想定した（2050年にわたって一律に想定）。これは、大震災と福島第一原発事故によるエネルギー需給のひっ迫によって、国内で節エネ意識が高まったことにより、効用の損失無しで需要が低下する分として想定するものである。なお、効用を減じる節エネ・省エネ（無理をした節エネ・省エネ）は、モデルの中で内生的に評価される。

表 1 想定するシナリオ（原子力、節エネ）

原子力シナリオ	節エネ（電力価格上昇以外の要因による）シナリオ	
	A: 基準シナリオ	B: 節エネ進展大シナリオ （業務・家庭部門：基準シナリオよりも5%減）
1) 原子力：エネルギー基本計画どおり	A1	B1
2) 現状規模（30%相当、4615 万 kW）維持（稼働年数 50 年）、稼働率 80%	A2	B2
3) 20%相当、3077 万 kW（稼働年数 50 年）、稼働率 80%	A3	B3
4) 20%相当、3077 万 kW（稼働年数 40 年）、稼働率 70%	A4	B4
5) 10%相当、1538 万 kW（稼働年数 40 年）、稼働率 70%	A5	B5
6) 新增設無し（稼働年数 40 年）、稼働率 70%	A6	B6

※ 福島事故前：4896 万 kW、福島第一 1～4号機稼働無し：4614.8 万 kW。総発電力量の 20%、10% 相当のケースは、それぞれの設備容量になるまで想定稼働年数に従って減少、以降、新增設がされ、設備容量が一定と想定。

(3) CO₂ 排出削減に関するシナリオの想定

地球温暖化は、世界のどこで温室効果ガスを排出しても基本的には世界全体に同じ効果が及ぶ。一方、国、セクター等によって、1 トンの温室効果ガス排出を削減する費用は異なる。省エネが進んだ国では削減費用が高い。また、風力などの再生可能エネルギー資源量の大きさ、二酸化炭素回収貯留（CCS）の貯留ポテンシャルの大きさ等によっても削減費用が異なってくる。世界全体で費用効率的に排出削減に取り組むことが重要であり、そのためには、各国、各セクター一律といった削減レベルを考えるのではなく、費用効率性を考えたバランスのとれた削減が求められる。

本研究では、日本における真水での排出枠といった議論よりも大きな世界全体での温室効果ガス排出削減への道筋と対応を考えた上で、福島第一原発事故以降の日本のエネルギー・CO₂ 排出削減戦略を検討・分析を行った。気候変動に関する政府間パネル（IPCC）では、第 5 次評価報告書策定に向けた検討において、報告されている温室効果ガス排出の将来見通しを幅広くカバーしつつ、その代表的な排出パスとして、4 つの濃度パスを選定している（Representative Concentration Pathways (RCPs) と呼ばれている）。4 つのパスは、2100 年時点の放射強制力の大きさで区別されており、8.5、6.0、4.5、2.6 W/m² となっている（それぞれ、RCP8.5、RCP6.0、RCP4.5、RCP3PD(2.6) と呼ばれる）。本研究においては、これを参考に RITE の ALPS プロジェクト（Alternative Pathways

toward Sustainable development and climate stabilization) で策定された排出パス (CP : Concentration Pathway) を利用して、分析を行った (ALPS Baseline、CP6.0、CP4.5、CP3.7、CP3.0 である)。そのうち、本研究の分析に用いたシナリオは、表 2 に示すとおりで、I) 450 ppm-CO₂eq.シナリオ (RITE ALPS CP3.0)、II) 550 ppm-CO₂eq.シナリオ (RITE ALPS CP3.7)、III) 650 ppm-CO₂eq.シナリオ (RITE ALPS CP4.5) である。このときの概算の限界削減費用 (炭素価格に相当) も表 2 に記した。なお、日本の原発の動向次第で、世界における限界削減費用も若干変化するため、概算値としているが、表 1 で記したいずれのシナリオでも、世界全体の限界削減費用に大きな差があるわけではなく、概ね、表 2 のような限界削減費用となる。

これら 3 つの排出削減レベルに関するシナリオに加えて、エネルギー・環境会議「コスト等検証委員会」における発電コスト計算において用いられた炭素価格 (IEA WEO 2011 現行・新政策シナリオを引用したもの。ただし、2035 年以降は「コスト等検証委員会」の独自想定) を想定したケースについても、IV) IEA WEO 2011 新政策シナリオとして分析を行った。表 2 に記載のように 2020 年 30\$/tCO₂、2030 年 40\$/tCO₂ であるが、欧米でもこの程度の炭素価格が、少なくとも明示的な炭素価格 (炭素税率や排出量取引価格) としては、政治、経済的に受け入れ可能な限度といった認識は幅広く共有されていると考えられる^{注)}。これ以上、炭素価格が高くなると、世界すべての国で高い炭素価格が共通化しない場合、エネルギー多消費産業を中心に産業の海外移転が進みやすくなり、経済への影響が深刻になることが前報告「中長期の電力供給と地球温暖化対策の分析・評価」にて示されている。

注) 米国 Lieberman-Warner 法案に関して、当時セイフティバルブとして 12USD/tCO₂ や 24 USD/tCO₂ などが目安として議論された (その後、法案自体が政治的に許容されず廃案)。また EU でも €20/tCO₂ 程度が中心的に引用され、高い炭素価格想定として €50/tCO₂ が引用されている (例えば <http://www.ebb-eu.org/legis/renewable%20energy%20roadmap%20full%20impact%20assessment%20100107.pdf>)。

表 2 想定するシナリオ (CO₂ 排出削減目標)

	炭素価格想定値・概算値 (2010 年価格)
I) 450 ppm-CO ₂ eq.シナリオ (RITE ALPS CP3.0)	2020 年 16\$/tCO ₂ 、2030 年 80\$/tCO ₂ 、2050 年 420\$/tCO ₂ 程度
II) 550 ppm-CO ₂ eq.シナリオ (RITE ALPS CP3.7)	2020 年 4\$/tCO ₂ 、2030 年 45\$/tCO ₂ 、2050 年 165\$/tCO ₂ 程度
III) 650 ppm-CO ₂ eq.シナリオ (RITE ALPS CP4.5)	2020 年 0\$/tCO ₂ 、2030 年 15\$/tCO ₂ 、2050 年 43\$/tCO ₂ 程度
IV) IEA WEO 2011 新政策シナリオ	2020 年 30\$/tCO ₂ 、2030 年 40\$/tCO ₂ 、2050 年 51\$/tCO ₂ 程度

注) モデル計算にあたっては、ALPS の土地利用変化 CO₂ 込みのパスから、土地利用変化 CO₂ 分を差し引いたものを利用する。

図 1、図 2、図 3 にそれぞれ、GHG 排出量推移、等価 CO₂ 濃度推移、全球平均気温上昇推移を

記載した（このうち、ALPS CP3.0、CP3.7、CP4.5 について本研究では分析）。I) 450 ppm-CO₂eq. シナリオ (RITE ALPS CP3.0)、II) 550 ppm-CO₂eq. シナリオ (RITE ALPS CP3.7)、III) 650 ppm-CO₂eq. シナリオ (RITE ALPS CP4.5) は、気候感度が 3.0°C を想定すると、2150 年の産業革命以前比での 全球平均気温上昇は、それぞれ、D) 1.8°C 程度（ピークは 2.0°C 程度）、II) 2.5°C 程度、III) 3.0°C 程度と推定される。

また、図 4 には、シナリオ I~IV の限界削減費用の比較を示す。

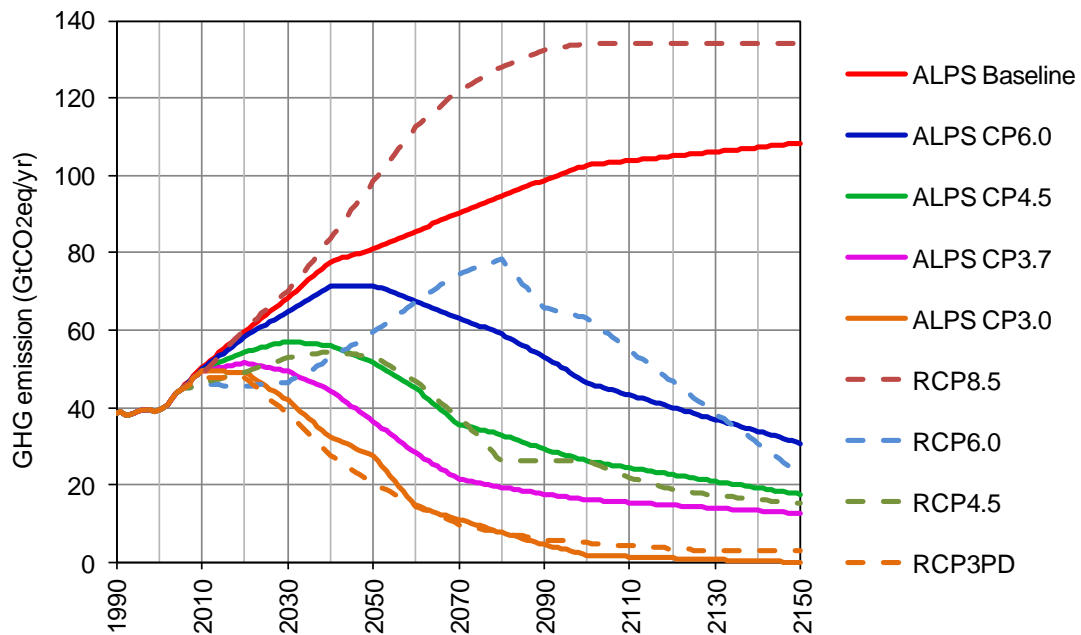


図 1 GHG 排出量経路（注：CP6.0 は本研究では利用せず。このグラフには土地利用変化 CO₂ も含まれているが、排出割当の計算の際にはクレジットのルールが不透明なため除いて計算した。）

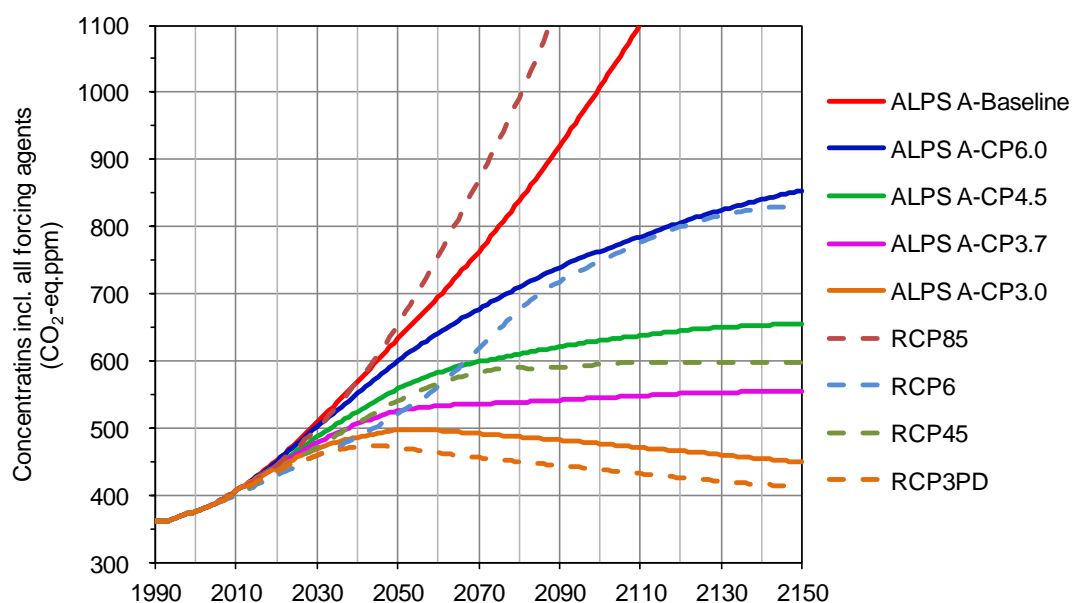


図 2 GHG 濃度（等価 CO₂ 濃度）経路（注：CP6.0 は本研究では利用せず）

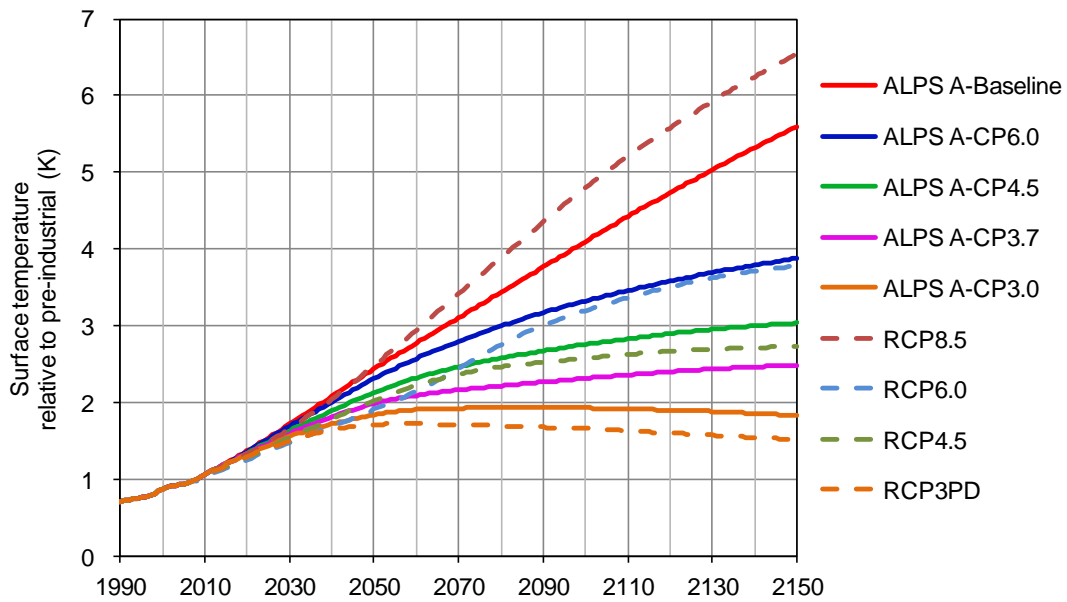


図3 全球平均気温上昇経路（注：CP6.0は本研究では利用せず。平衡気候感度3.0℃を想定した場合）

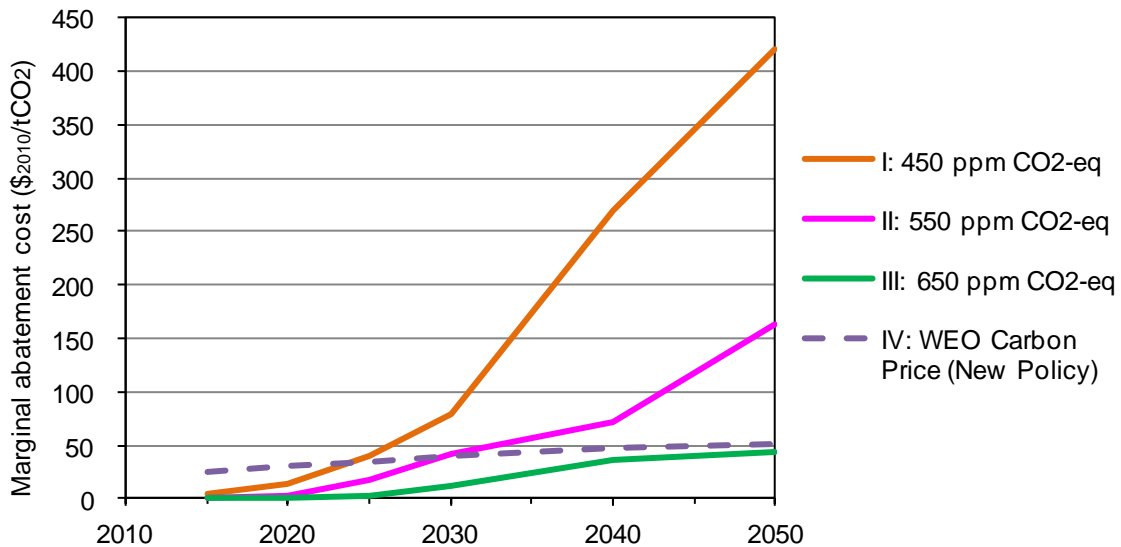


図4 CO₂限界削減費用（炭素価格、2010年価格で表示）

(4) 国際的な排出削減分担に関するシナリオの想定

前項で指摘したように、限られたリソースを有効に活用するためには、世界全体での費用効率的な排出削減が重要である。一方、費用効率的な排出削減割当は、必ずしも衡平な排出削減になるわけではない。本研究では、国際衡平性の高い排出削減分担についても検討を行った。国際衡平性を考えた日本の削減目標の検討は、2009年に中期目標検討委員会（事務局内閣官房）でも行われた。その際は、先進国（附属書I国）1990年比25%削減を基本に、先進国内での削減分担の

在り方が分析の中心となった。また、中期目標検討委員会では、国内対策での排出削減分の検討が行われた。この検討の枠組み（先進国の削減分担、国内対策での削減分）では、限界削減費用が均等化するような各国排出量を導くのは、相当合理的な考え方と言える。ただし、附属書 I 国内でも経済状況は比較的大きな差があることから、GDP 比費用均等化についても検討が行われた。結果、当時の麻生総理は、それらの分析結果、国内意見、国際情勢等を総合的に考え、国内対策分（真水）として 2005 年比 15%減（1990 年比 8%減）を日本の 2020 年目標とした。

本研究では、国内対策分（真水）としては、基本的には限界削減費用均等化するような削減となるべきと考えつつ、国際クレジット購入分（国内対策以外分）を含めた検討を行うため、限界削減費用均等化以外の割り当てがなされたケースについても分析を行った。

表 3 が、分析を行った排出削減分担に関するシナリオであり、a) 限界削減費用均等化、以外に、b) GDP あたり費用均等化、c) 一人あたり排出量均等化（2050 年に世界均等化）の分析を行った。なお、比較評価のため、d) コペンハーゲン合意（表 4）についても分析を行った。また、d) コペンハーゲン合意については、国際クレジット移転額の推計だけではなく、仮に国内対策（真水）だけで実施するとした場合の限界削減費用についても、比較のため分析を行った。

表 3 排出削減分担に関するシナリオ

	排出削減分担の位置づけ
a) 限界削減費用均等化	真水の削減目標
b) GDP あたり費用均等化*	国際クレジット込みの削減分担試算例 [†]
c) 一人あたり排出量均等化（2050 年に世界均等化）	国際クレジット込みの削減分担試算例
d) コペンハーゲン合意	コペンハーゲン合意目標について国際クレジット移転額（限界削減費用均等化時との差）などを試算 ^{††}

[†] 2020 年、2030 年についてのみ試算

^{††} 2020 年についてのみ試算

* GDP あたり費用均等化の計算にあたっては、真水での削減費用を用いて均等化計算を行う。

表4 コペンハーゲン合意に基づいて提出された各国排出削減目標

	各国の中期目標	条件等
日本	1990年比▲25%	すべての主要国による衡平かつ実効性のある国際枠組みの構築及び意欲的な目標の合意を前提
EU	1990年比▲20%～▲30%	他の先進国がEUと同等の削減目標で、途上国が各々の責任と能力の下で適切な貢献を行った場合：▲30%
米国	2005年比▲17%前後	国内法成立後、最終案を提出。2050年▲83%に沿って、2025年▲30%、2030年▲42%に取り組む。
カナダ	2005年比▲17%	米国が▲17%を立法化した場合
豪州	2000年比▲5% (▲15～25%)	国際合意があり、先進国が豪州と同様の目標、主要途上国が大幅排出抑制を行う場合：▲15%、450ppm-CO ₂ eq.安定化の意欲的な目標で合意した場合：▲25%
ロシア	1990年比▲15%～▲25%	レンジは、ロシアの森林吸収が適切にカウントされる仕組みが構築され、すべての主要排出国が法的拘束力のある排出削減をとるかどうかによる
韓国	BaU比で30%削減	(韓国政府の国内での決定は2005年比▲4%)
中国	GDP原単位を2005年比▲40%～▲45%	一次エネルギーにおける非化石エネルギーのシェアを15%に。森林面積を40 million ha、蓄積量を1.3 billion m ³ 増やす。
インド	GDP原単位を2005年比▲20～▲25%	法的拘束力を伴わない自発的な目標

(5) 分析を行ったシナリオの組み合わせ

原発のシナリオ(1～6)、排出削減目標に関するシナリオ(Baseline、I～IV)、コペンハーゲン合意)、節エネに関するシナリオ(A、B)の組み合わせのうち、表5のようなシナリオについて分析を行った。

表5 計算を行うシナリオの組み合わせ

CO ₂ 目標 原発 シナリオ	Baseline	I: 450 ppm	II: 550 ppm	III: 650 ppm	IV: WEO 炭 素価格
1)	A1, B1	A1	A1	A1	A1, B1
2)	A2, B2	A2, B2	A2, B2	A2	A2, B2
3)	A3, B3	A3	—	—	A3, B3
4)	A4, B4	A4, B4	A4, B4	A4	A4, B4
5)	A5, B5	A5	—	—	A5, B5
6)	A6, B6	A6, B6	A6, B6	A6	A6, B6

表 6 排出削減分担に関する分析のケース（A シナリオのみを実施、節エネ想定なしのシナリオ B は実施せず）

CO ₂ 目標 原発 シナリオ	I: 450 ppm	II: 550 ppm	III: 650 ppm	IV: WEO 炭素 価格
1)	a, c, d	a, c, d	a	a
2)	a, b, c, d	a, c, d	a	a
3)	a, c, d	—	—	a
4)	a, b, c, d	a, c, d	a	a
5)	a, c, d	—	—	a
6)	a, b, c, d	a, c, d	a	a

注1) a~d の各シナリオは表 3 のとおり

注2) c, d はモデル計算不要。a は上記表 5 で計算済み

注3) b, d については 2020 年のみ、c については 2020, 2030, 2050 年

各シナリオにおける原子力発電の設備容量に関する具体的な想定は図 5 のとおりであり、また発電電力量については図 6 のとおりである。福島第一原発事故前の日本の原子力発電の設備容量は 4896 万 kW であり、現行のエネルギー基本計画では 2030 年に 6806 万 kW とされている。発電電力量では、2009 年度は 2797.5 億 kWh（稼働率 65.7%）、2010 年度は 2886.4 億 kWh（稼働率 67.3%）であった。エネルギー基本計画では 2030 年に 5366 億 kWh（稼働率 90%）とされている。

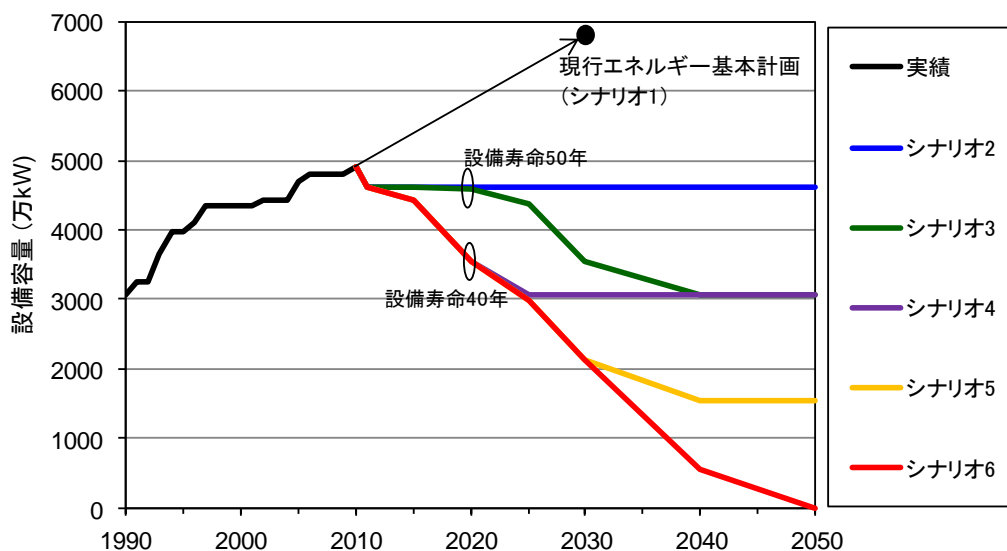


図 5 各シナリオにおける原子力発電設備容量の推移

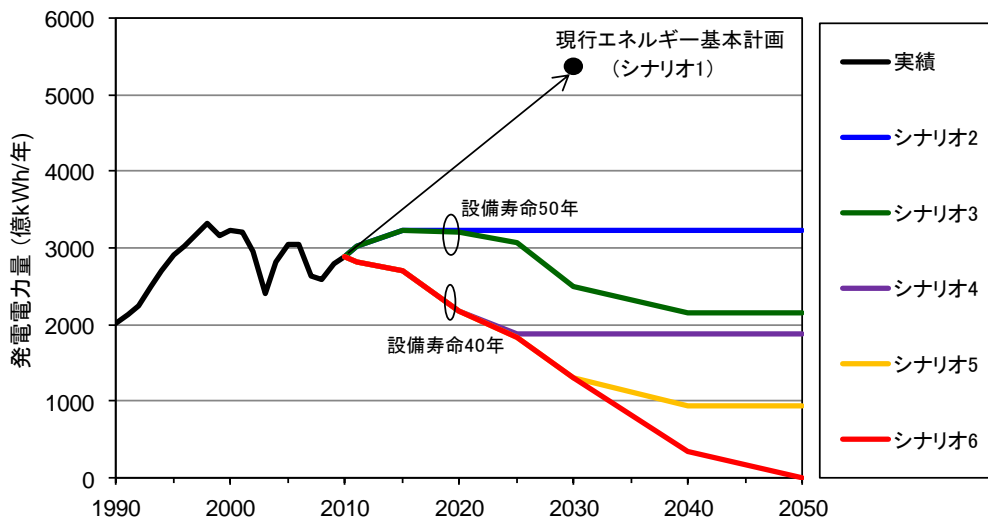


図6 各シナリオにおける原子力発電電力量（モデル想定の上限值）の推移

3. 世界の排出パスに沿った日本のエネルギー・CO₂の分析・評価

第2章で記載したシナリオに従って、DNE21+モデルおよび DEARS モデルによって、各種項目（表7）について分析・評価を行った。(1)~(4)項については DNE21+モデルで、(5)~(6)項については DEARS モデルによって分析を行った。両者はモデルの種類が異なるため、完全に整合的ではないものの、主要な前提条件について、概ね整合性をとった上で分析を行っている。ただし、DNE21+は、革新的な技術を含む多くの技術オプションをモデル化しているため、特に長期の評価（2030年以降）においては DNE21+は楽観的な分析結果の傾向を示す一方、DEARS モデルは若干保守的な分析結果を示す傾向がある。なお、両モデルともに、動学的な最適化を行っているモデルであるため、表示している当該年の排出削減目標値や原子力発電電力量のみならず、時点をまたがった効果が複合的に作用するので、当該年だけを見ると、数値が前後するケースも見られるので、注意されたい。

表7 分析・評価を行った項目

項目	分析に用いたモデル等
(1) エネルギーシステム総コスト・電力価格	DNE21+ (エネルギーセキュリティ指標は2次的に推計)
(2) 化石エネルギー輸入額、エネルギーセキュリティ指標	
(3) 電源構成	
(4) CO ₂ 排出量・CO ₂ 排出削減費用	
(5) 付加価値変化・産業構造・産業リーケージ	DEARS (失業率は2次的に推計)
(6) 可処分所得・失業率・家計消費	

(1) エネルギーシステム総コスト・電力価格

[I] エネルギーシステム総コスト

まず、各ケースにおけるエネルギーシステム総コストを見ることとする。エネルギーシステム総コストは、発電部門のみならず、他の部門も含めたエネルギー供給、利用に関わる固定費（設備費）、可変費（燃料費等）の総計である。

a) ベースライン（CO₂ 排出制約無し）

図7～図9は、それぞれ、2020年、2030年、2050年のベースライン（CO₂ 排出制約無し）における年間のエネルギーシステム総コストの増分（A1-ベースラインのコスト比）である。原子力発電がエネルギー基本計画並みとしたA1-ベースラインケースに比べ、2020年では、概ね1.0～3.3 billion \$（1\$=85.74円とすると、820～2800億円程度）の増分と推定される。2030年、2050年と時点に従ってエネルギーシステム総コストの増分は増加し、2050年ではA5やA6シナリオにおいては10 billion \$を超える結果である。ベースラインにおいてはCO₂ 排出制約を考えないため、後で示すように、原子力発電が拡大できない分の多くを、比較的安価な石炭火力発電や（今回のLNG価格想定下で安価な）ガス火力で補うため、2050年までにわたって、概ね年間1兆円以内のコスト増で実現可能と見られる。

なお、節エネが業務・家庭の電力で5%相当実現するとしたケースBでは、ケースAに比べて2～3 billion \$（約1700～2600億円）前後、エネルギーシステム総コストが抑制できる。

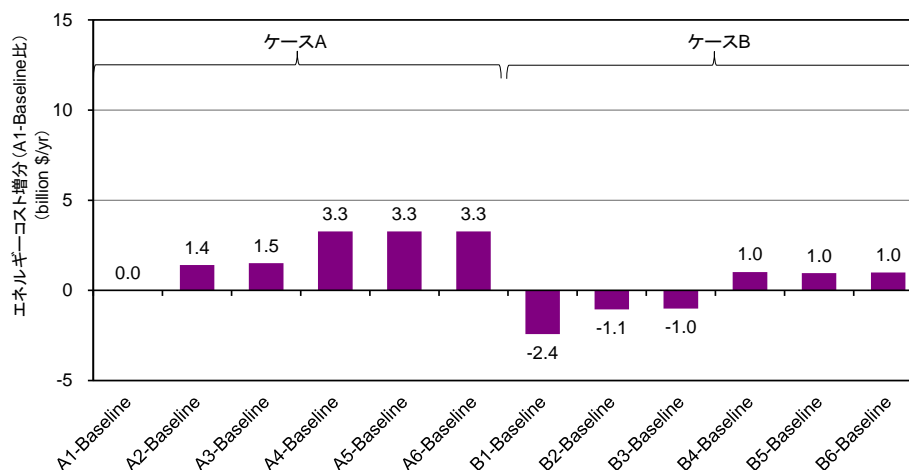


図7 ベースライン（CO₂ 排出制約無し）における 2020年の追加的エネルギーシステム総コスト（A1-ベースライン比）

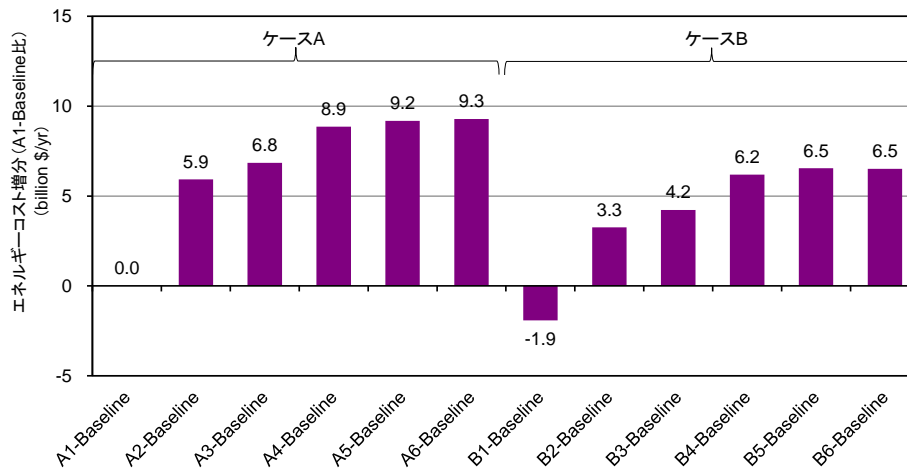


図8 ベースライン (CO₂排出制約無し) における 2030年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

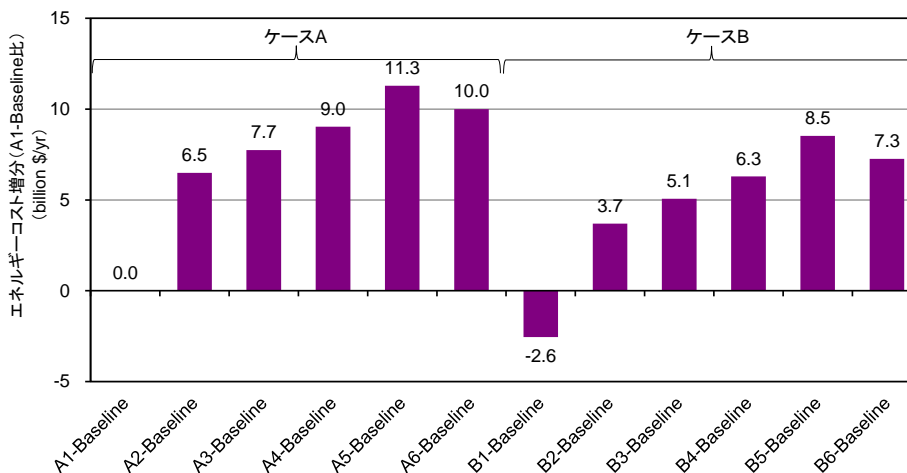


図9 ベースライン (CO₂排出制約無し) における 2050年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

b) 450 ppm-CO₂eq シナリオ

次に、450ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標：シナリオI) におけるエネルギー総システムコストの増分を示す。図10～図12は、それぞれ、2020年、2030年、2050年の450ppm-CO₂eq における年間のエネルギーシステム総コスト増分 (A1-ベースラインケースのコスト比) である。原子力が現行エネルギー基本計画通り拡大し、かつ、節エネも進むとしたB1を除くと、2020年では、概ね1.1～3.8 billion \$ (1\$=85.74円とすると、900億円～3200億円程度) の増分と推定される。節エネが業務・家庭の電力で5%相当実現するとしたケースBでは、ケースAに比べ2～4 billion \$ (1700～3400億円) 程度、エネルギーシステム総コストが小さくなる。これは、ベースラインにおける抑制分(2～3 billion \$)より若干大きい。CO₂制約のある450ppm-CO₂eqでは高いエネルギー供給コストとなるため、節エネのコスト低減効果は、CO₂制約無しのベースラインよりも大きくなる。

一方、2020年時点では、年間のコスト増分は900～3200億円程度であるが、2030年時点になる

と削減のために必要な炭素価格が高くなるため、2900 億円～1.3 兆円と大きくなり、2050 年になると、2.2～4.3 兆円と相当額が必要になる。また、2030 年、2050 年となるにつれ、原発シナリオによって、原発の発電電力量の寄与の差異が大きくなっていくため、原発稼動状況の違いによってコストの差も大きくなる。

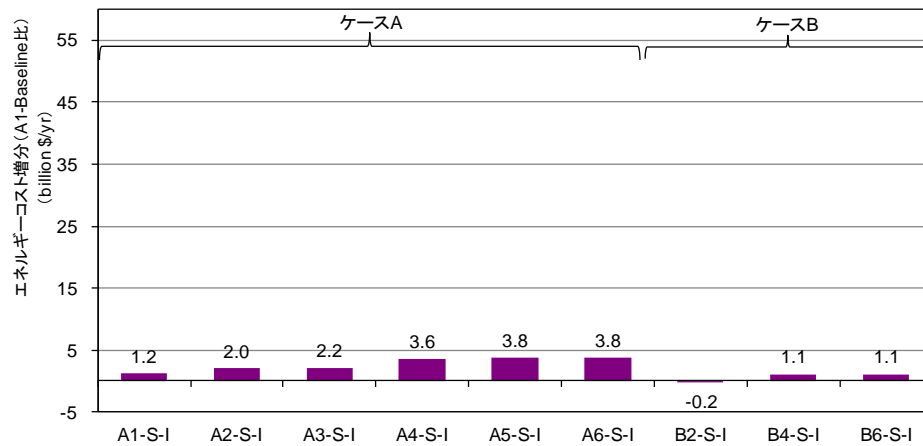


図 10 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)における 2020 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

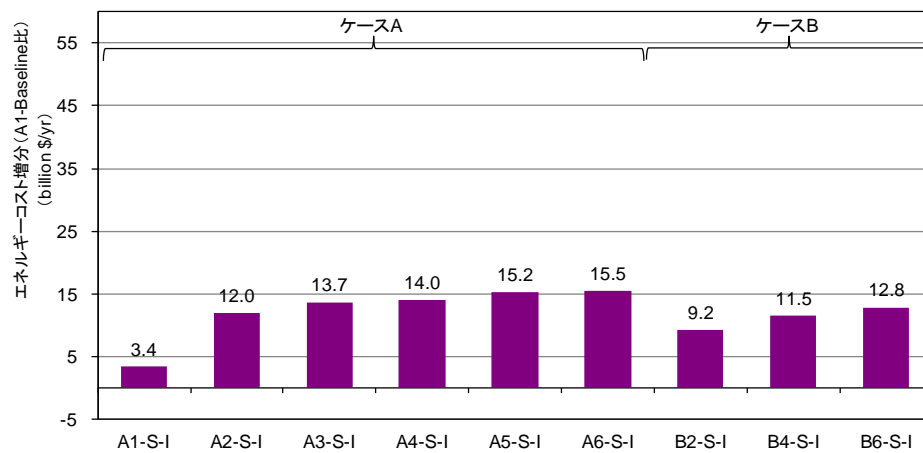


図 11 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)における 2030 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

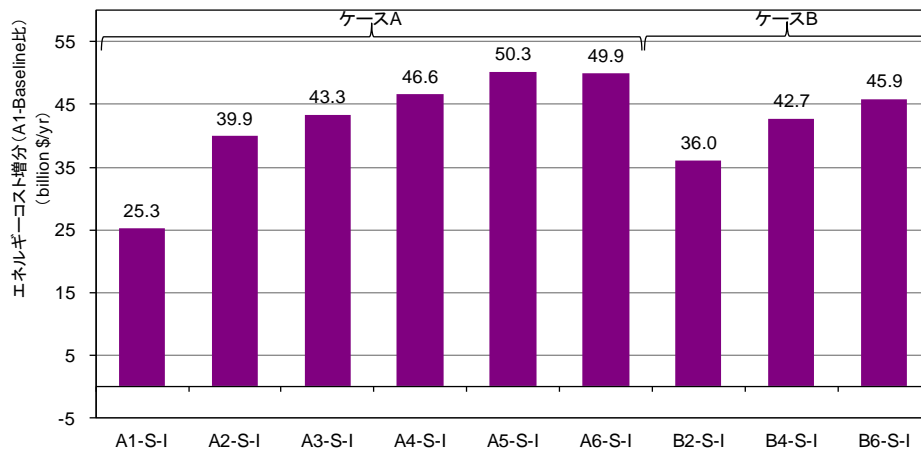


図 12 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)における 2050 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

c) 550 ppm-CO₂eq シナリオ

図 13～図 15 は、それぞれ、2020 年、2030 年、2050 年の 550 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ II) におけるエネルギーシステム総コスト増分 (A1-ベースラインケースのコスト比) を示している。2020 年の増分は 450 ppm-CO₂eq シナリオにおけるそれと大きく変わらないが、2030 年、2050 年においては求められるベースラインからの排出削減量が少ないことから、450 ppm-CO₂eq シナリオに比べて増分が少ない。2030 年では、エネルギーシステム総コスト増分は 2～11 billion \$ (1400～9400 億円)であり、450 ppm-CO₂eq シナリオにおける 3～15 billion\$ (2900 億円～1.3 兆円)に比べて 2～5 billion \$程度少ないオーダーである。

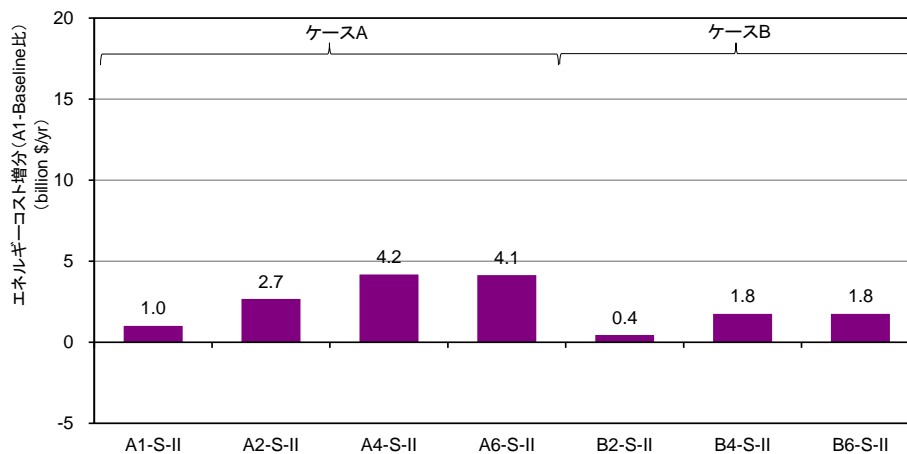


図 13 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)における 2020 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

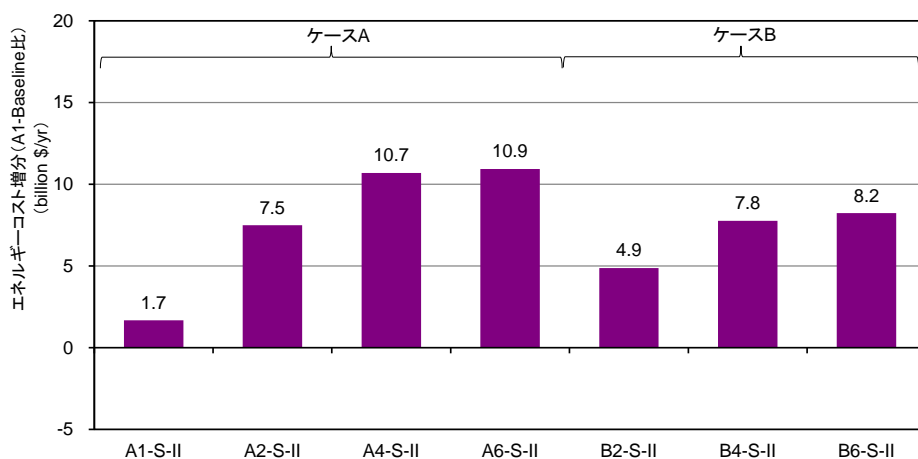


図 14 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)における 2030 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

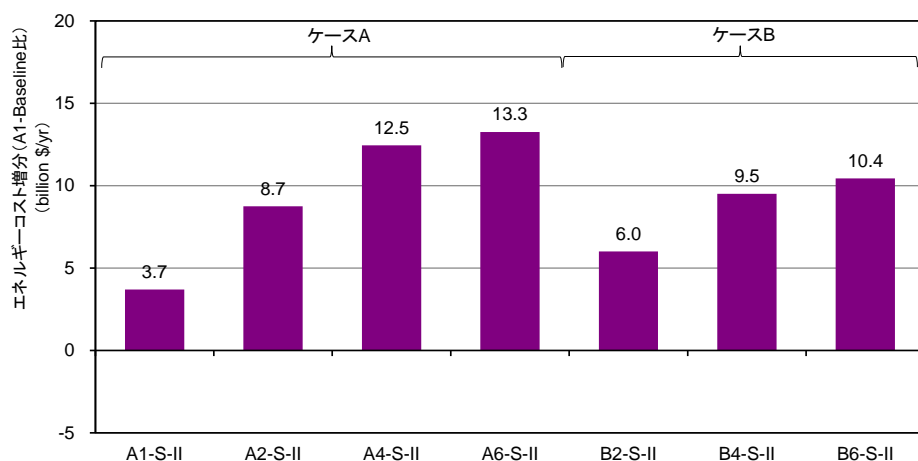


図 15 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)における 2050 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

d) 650 ppm-CO₂eq シナリオ

図 16～図 18 は、それぞれ、2020 年、2030 年、2050 年の 650 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ III) における年間のエネルギーシステム総コスト増分 (A1-ベースラインケースのコスト比) である。原子力が現行エネルギー基本計画通り拡大するとした A1 においては、2050 年におけるコスト増分はほぼゼロであるが、A2、A4 及び A6 においては 2030 年と同程度のコスト増分が必要となっている。

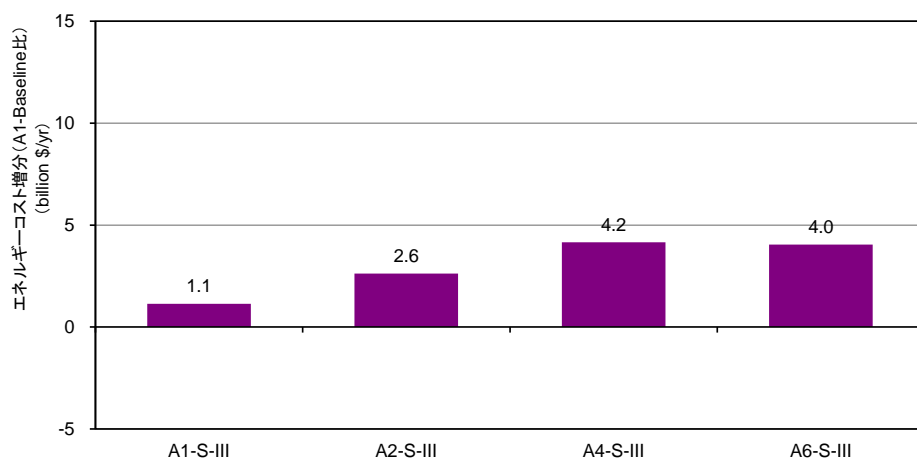


図 16 650 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ III)における 2020 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

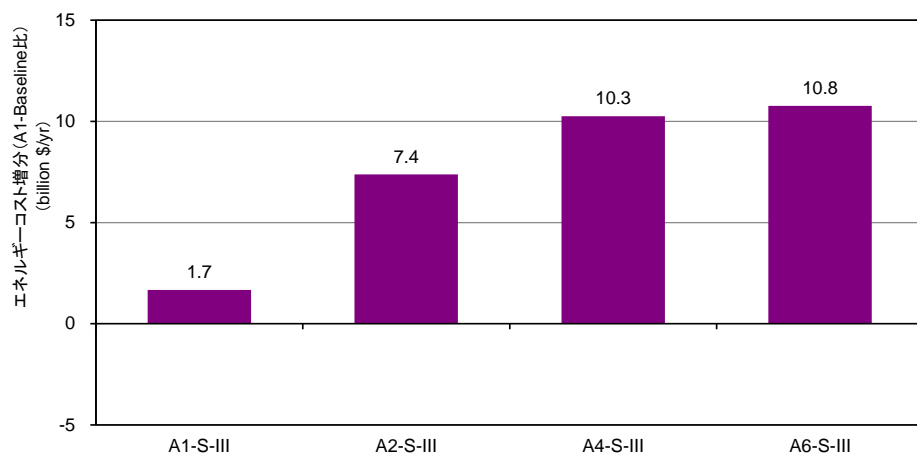


図 17 650 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ III)における 2030 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

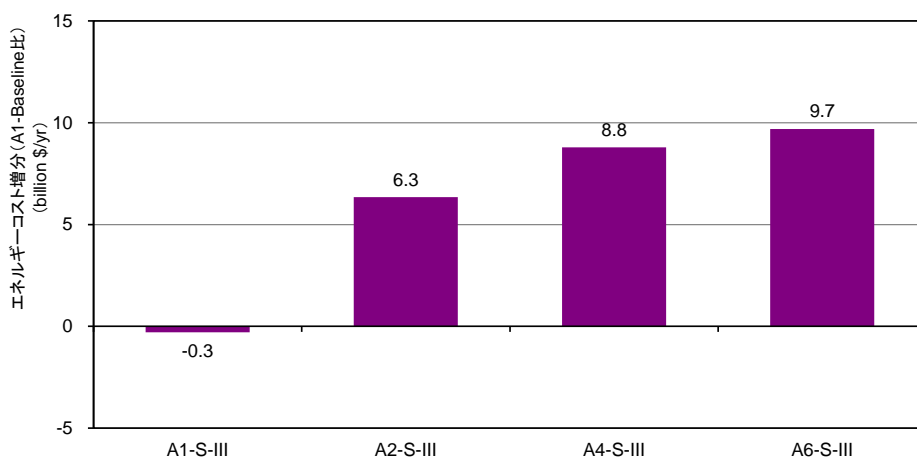


図 18 650 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ III)における 2050 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

e) IEA WEO 2011 新政策シナリオ

図 19～図 21 は、それぞれ、2020 年、2030 年、2050 年の IEA WEO 2011 新政策シナリオ（排出削減目標シナリオ IV）における年間のエネルギーシステム総コスト増分（A1-ベースラインケースのコスト比）である。ケース A については、650 ppm-CO₂eq シナリオと同程度の増分となっている。

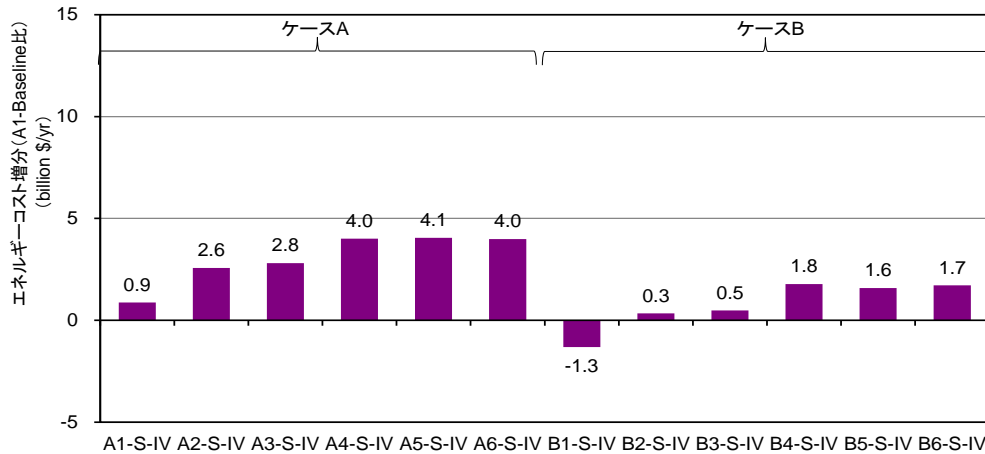


図 19 IEA WEO2011 新政策シナリオ(シナリオ IV)における 2020 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

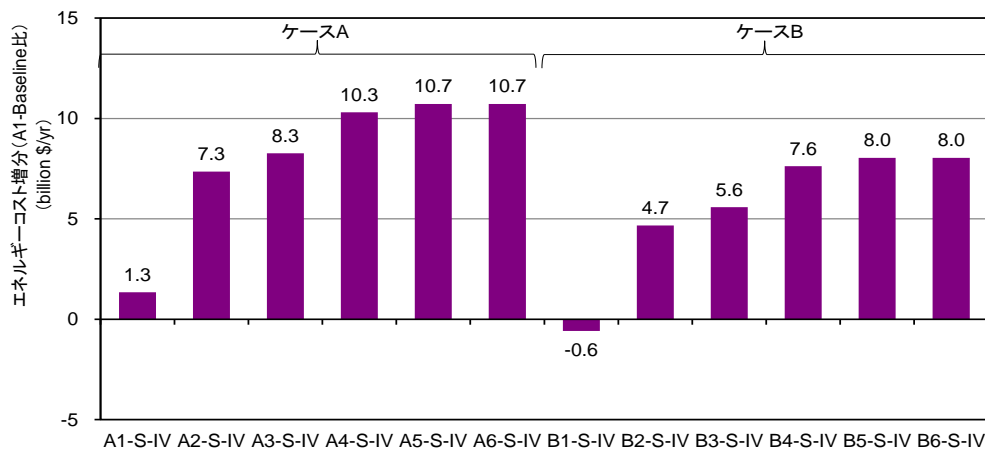


図 20 IEA WEO2011 新政策シナリオ(シナリオ IV)における 2030 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

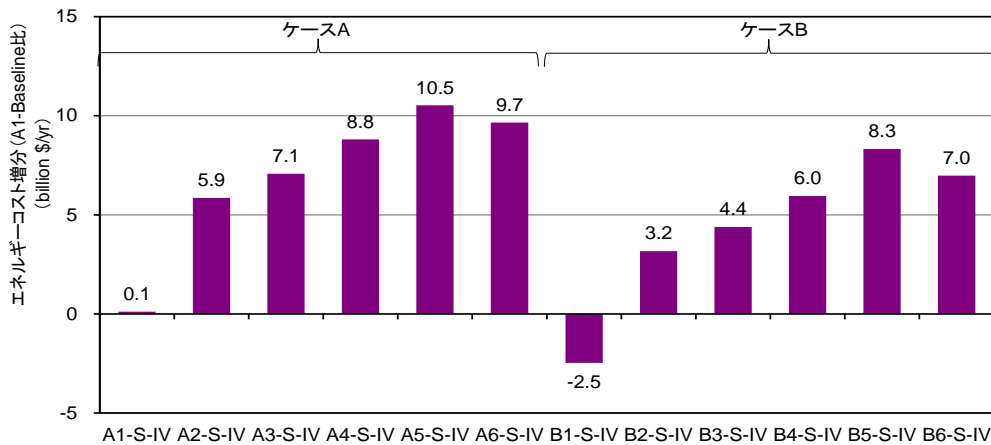


図 21 IEA WEO2011 新政策シナリオ(シナリオ IV)における 2050 年の追加的エネルギーシステム総コスト (A1-ベースライン比)

III] 電力価格

次に、電力価格の変化を示す。なお、ここで算定する電力価格は、基準の電力需要から 1kWh 上昇するときのマージナルな価格に相当しており、それに対する変化分を示している。

a) ベースライン (CO₂ 排出制約無し)

2020 年においては、エネルギー基本計画通り拡大するとした A1-ベースラインケースに比べ、石炭火力やガス火力をより利用するケースにおいて 5~15 \$/MWh 程度の価格上昇が見られる。その後の 2030 年については、安価な石炭火力のシェアや (今回の LNG 価格想定下で安価な) ガス火力が増加することもあり、その上昇幅は抑制され、むしろ低減が期待されるケースもある。

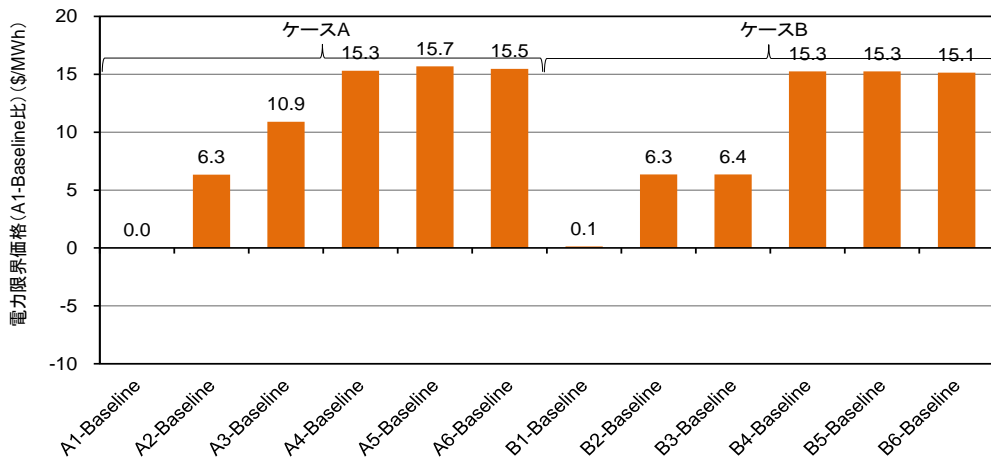


図 22 ベースライン (CO₂ 排出制約無し) における 2020 年の電力価格変化 (A1-ベースラインケース比)

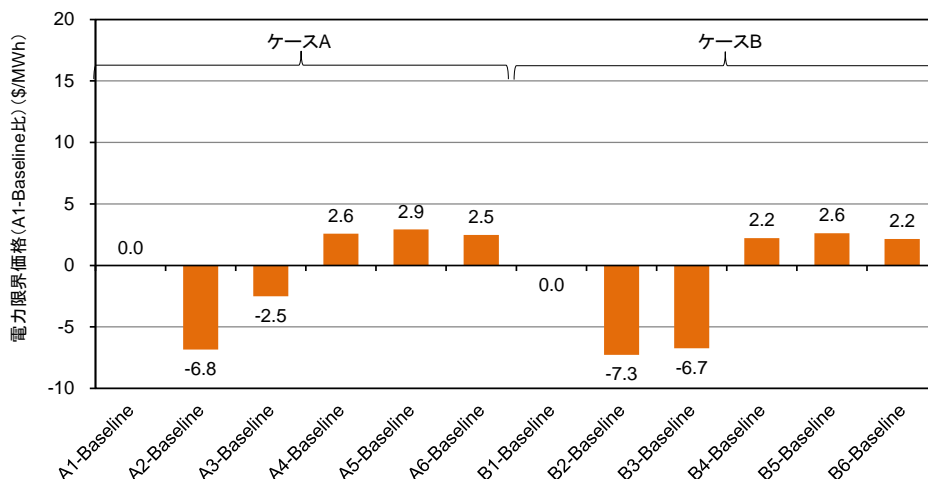


図 23 ベースライン (CO₂ 排出制約無し) における 2030 年の電力価格変化 (A1-ベースラインケース比)

b) 450 ppm-CO₂eq シナリオ

CO₂ 排出抑制無しのベースラインでは、原子力発電の代わりに、石炭火力やガス火力への代替が可能であったため、原子力発電の拡大がない場合でも、電力価格変化は比較的小さな範囲に収まると見られたが、CO₂ 排出抑制を考えた 450ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ I) では、より高い低炭素電源への代替を進めることにより、電力価格は上昇すると見込まれる。2020 年では、原子力が現行エネルギー基本計画並みに拡大する A1 で 6 \$/MWh (1\$=85.74 円とした場合で 0.5 円/kWh 程度) の上昇であるが、原子力が拡大しない例えば A6 で 34 \$/MWh (3 円/kWh 程度) の上昇が見込まれる。また、2030 年においては、A1 で 31 \$/MWh (3 円/kWh 程度)、A6 で 35 \$/MWh (3 円/kWh 程度) の上昇が見込まれる。

ケース B では、若干、電力価格上昇の抑制が期待できるものの、その程度は大きい場合でも 3 \$/MWh 前後であり、上昇分の 1 割程度の抑制に留まる。

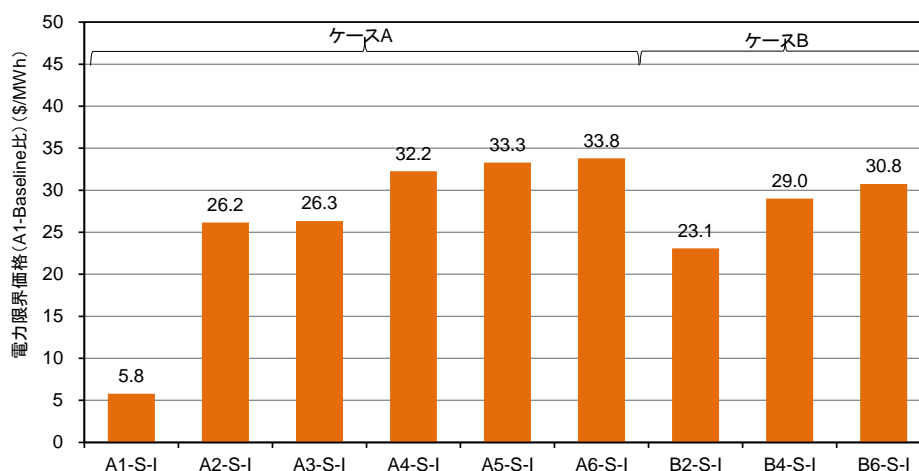


図 24 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)における 2020 年の電力価格変化 (A1-ベースラインケース比)

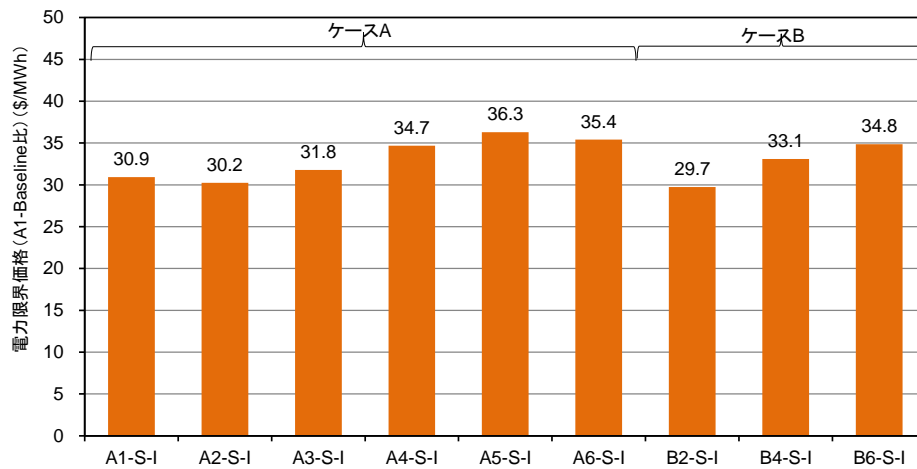


図 25 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)における 2030 年の電力価格変化 (A1-ベースラインケース比)

c) 550 ppm-CO₂eq シナリオ

550 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ II) においては、より厳しい排出削減レベルの 450 ppm-CO₂eq シナリオに比べると電力価格上昇は緩やかであり、2020 年や 2030 年においては最も高くなるシナリオ(A4 及び A6)でも 20\$/MWh(1.7 円/kWh)前後の価格上昇と見られる。

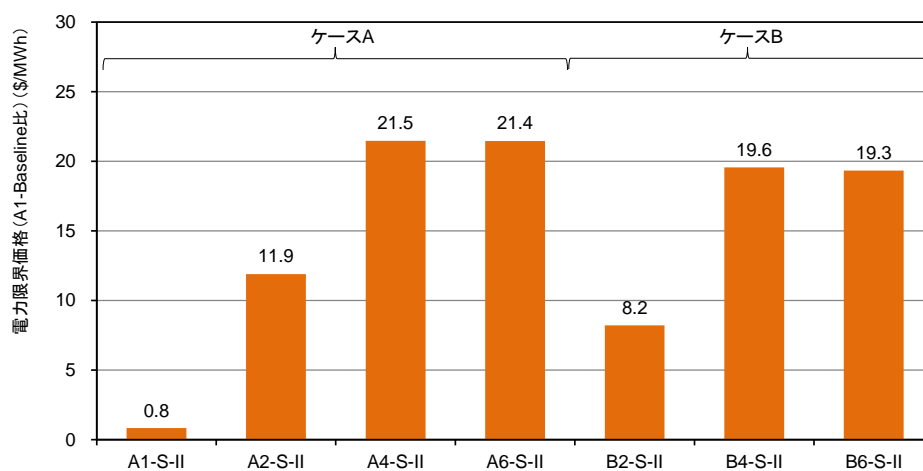


図 26 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)における 2020 年の電力価格変化 (A1-ベースラインケース比)

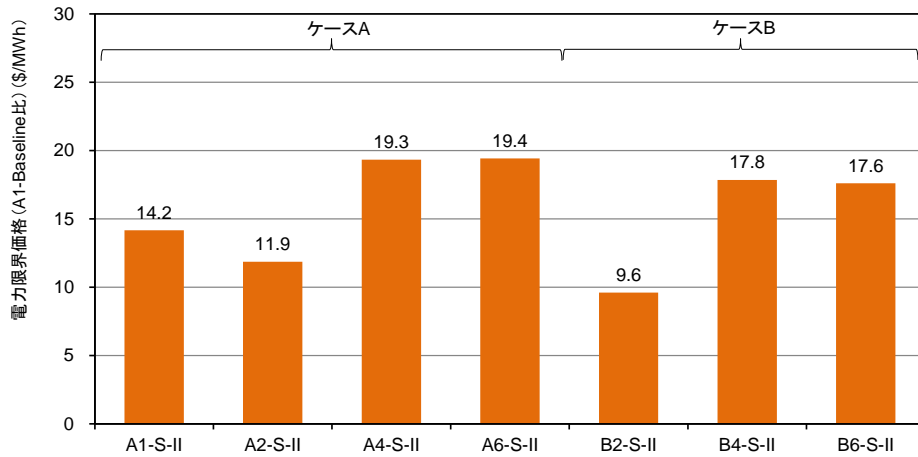


図 27 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)における 2030 年の電力価格変化(A1-ベースラインケース比)

d) 650 ppm-CO₂eq シナリオ

650 ppm-CO₂eq シナリオ（排出削減目標シナリオ III）になると電力価格上昇は更に緩やかになり、最高の A6 ケースでも 2020 年：16\$/MWh、2030 年：6\$/MWh であり、特に 2020 年においてはベースラインにおける電力価格上昇と似通ったレベルにある。

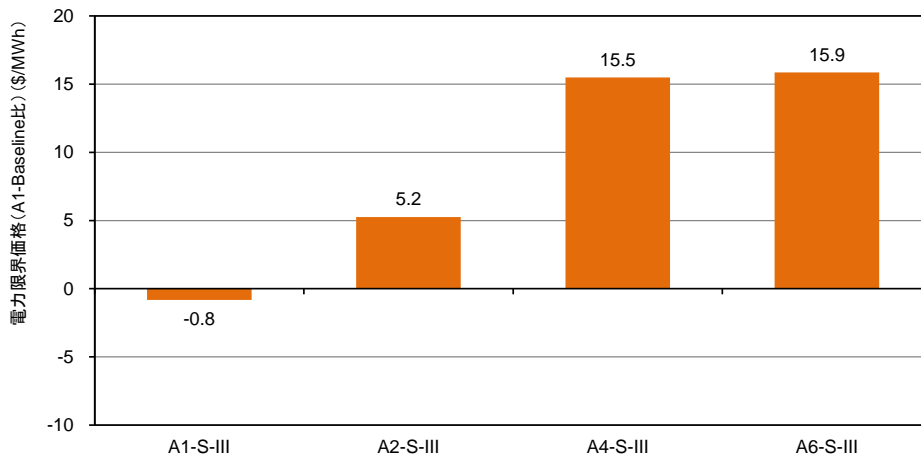


図 28 650 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ III)における 2020 年の電力価格変化 (A1-ベースラインケース比)

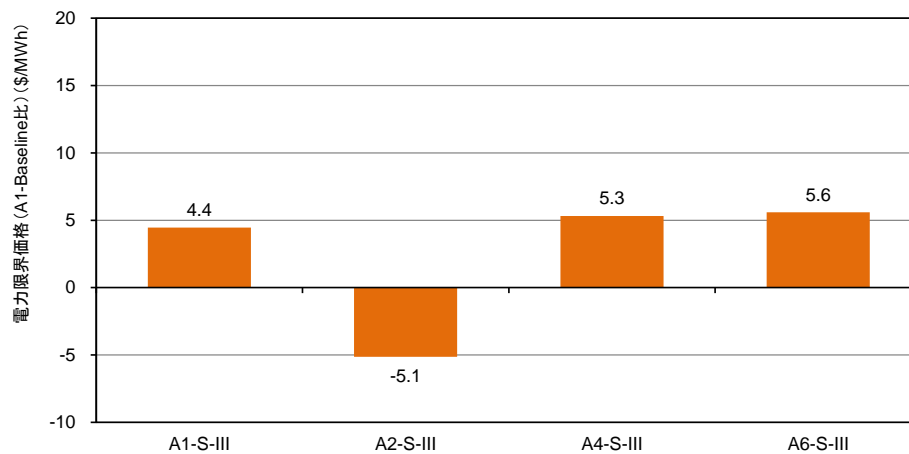


図 29 650 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ III)における 2030 年の電力価格変化 (A1-ベースライン ケース比)

e) IEA WEO 2011 新政策シナリオ

IEA WEO 2011 新政策シナリオ (排出削減目標シナリオ IV) における電力価格上昇は、2030 年では概ね 10~15\$/MWh となっており、550 ppm-CO₂eq シナリオと同程度の上昇と言える。

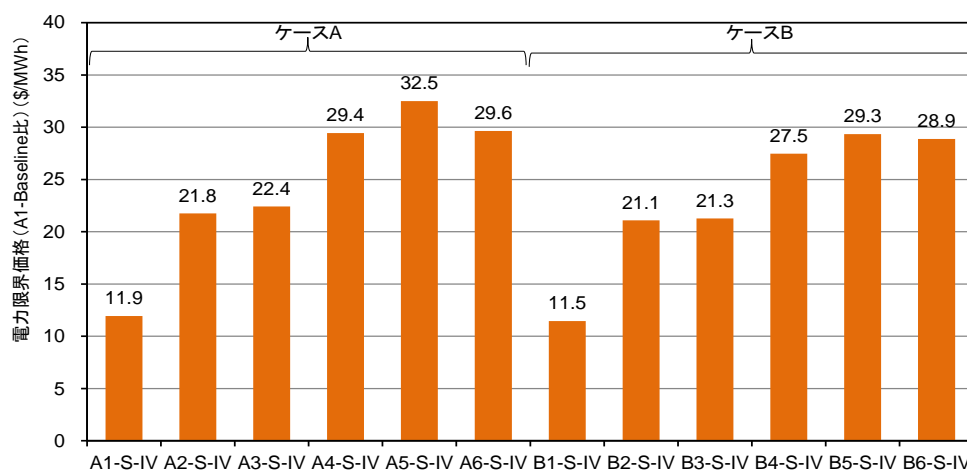


図 30 IEA WEO 2011 新政策シナリオ(シナリオ IV)における 2020 年の電力価格変化 (A1-ベースラインケース比)

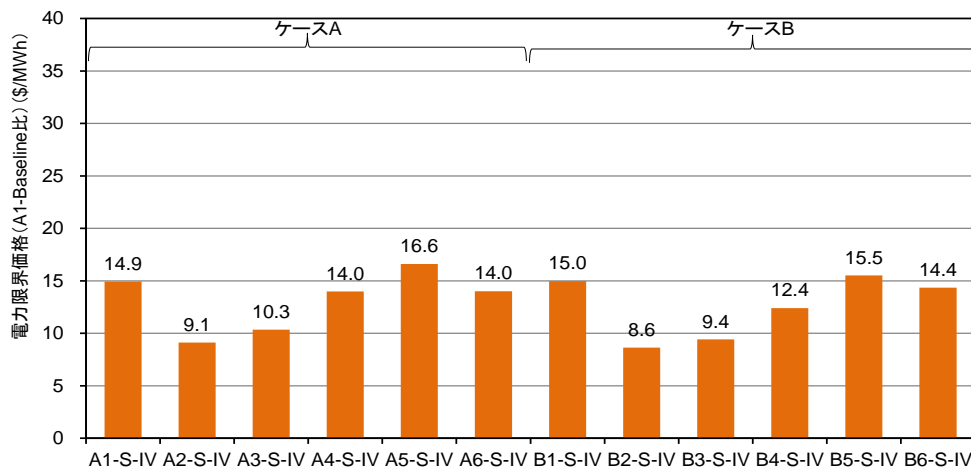


図 31 IEA WEO 2011 新政策シナリオ(シナリオ IV)における 2030 年の電力価格変化 (A1-ベースラインケース比)

(2) 化石エネルギー輸入額、エネルギーセキュリティ指標

[I] 化石エネルギー輸入額

本項では、発電に用いられる化石エネルギーの輸入額について示す。他部門における化石エネルギーの輸入額増減については、この項目[I]では加えていないので注意されたい。

a) ベースライン (CO₂ 排出制約無し)

エネルギー基本計画通り拡大するとした A1-ベースラインケースに比べ、その他のケースでは原発比率が小さくなるため、その代替として石炭火力やガス火力が利用され、化石エネルギーへの費用は増加する。その費用は時点に従って増加し、2020 年では 3.8~12.5 billion US\$/yr (1\$=85.74 円とすると、年間 3000 億~1.1 兆円程度) 程度、化石燃料購入が増加すると推定される。2030 年には更に大きくなり、10.2~23.1 billion US\$/yr (年間 8800 億円~2.0 兆円程度) に達すると算定された。ただし、(1) [I]項に示したように、化石エネルギーへの支出が増えたとしても、エネルギーシステム全体としてのコストとしては、最も安価な対策となっていることには注意されたい (例えば、再生可能エネルギー比率を増やせば、化石エネルギーへの支出を減らすことは可能であるが、一方で、設備費の高さゆえに、エネルギーシステム総コストは大きく上昇する。)

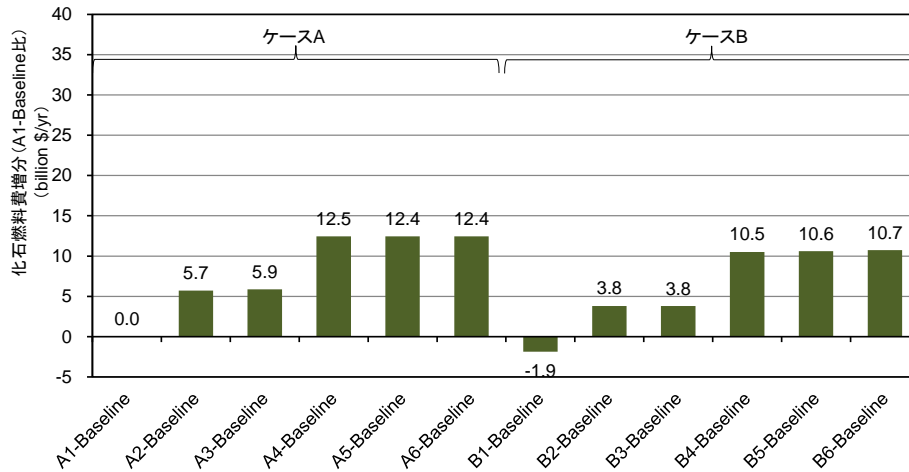


図 32 ベースライン (CO₂ 排出制約無し) における 2020 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

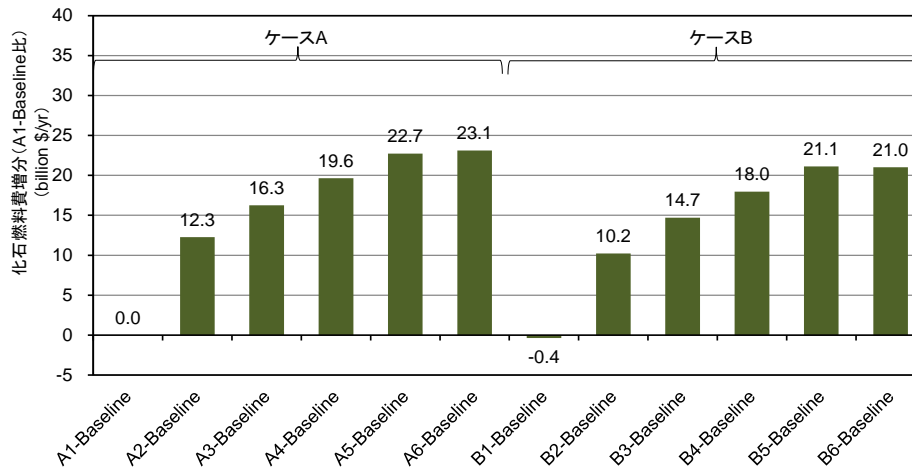


図 33 ベースライン (CO₂ 排出制約無し) における 2030 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

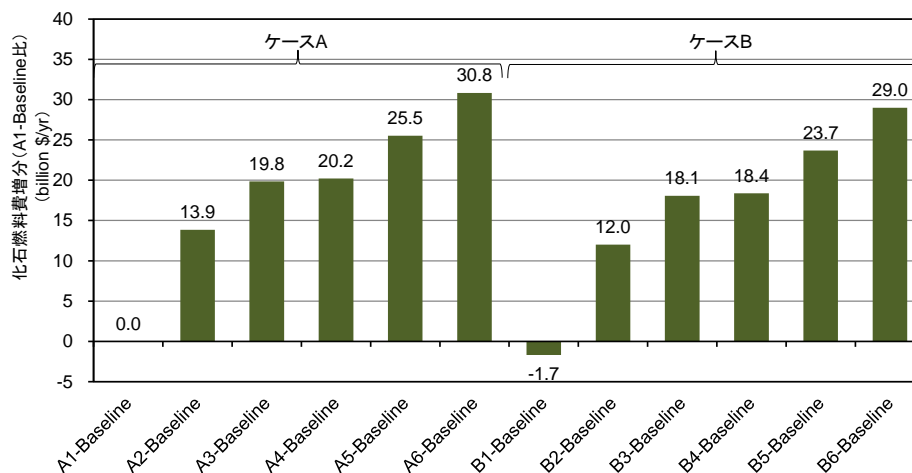


図 34 ベースライン (CO₂ 排出制約無し) における 2050 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

b) 450 ppm-CO₂eq シナリオ

450 ppm-CO₂eq シナリオ（排出削減目標シナリオ I）では、需要側の省エネルギー効果もあるものの、2020年や2030年では排出削減対策としてガス火力発電の利用が増加するため、A1-ベースラインケース比の化石エネルギー費用の増分は、CO₂ 排出制約が無いベースライン程ではないものの、相応に増加することが見て取れる。

なお、排出制約が厳しい2050年においては太陽光発電を大量導入する結果であるため、2030年に比べて費用増分は抑制される（ただし、図12で見られるように、エネルギーシステム総コストとしては相当上昇する）。

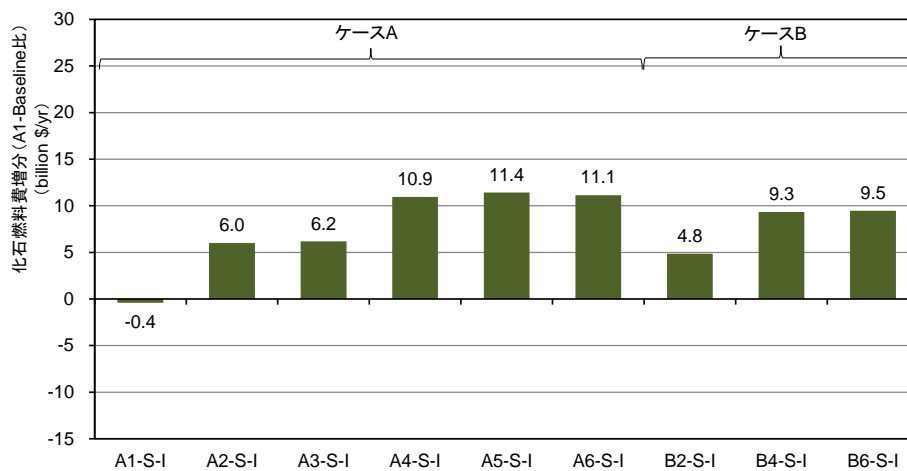


図 35 450 ppm-CO₂eq シナリオ（シナリオ I）における 2020 年の発電用化石エネルギー費用（A1-ベースラインケース比）

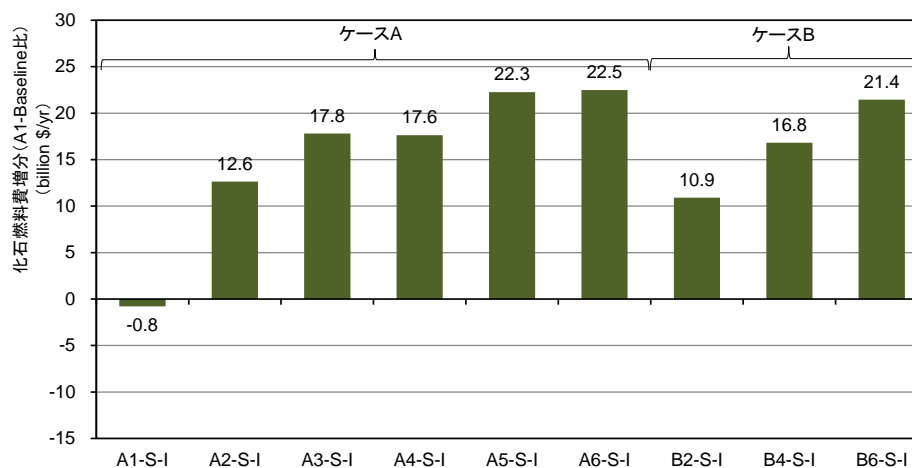


図 36 450 ppm-CO₂eq シナリオ（シナリオ I）における 2030 年の発電用化石エネルギー費用（A1-ベースラインケース比）

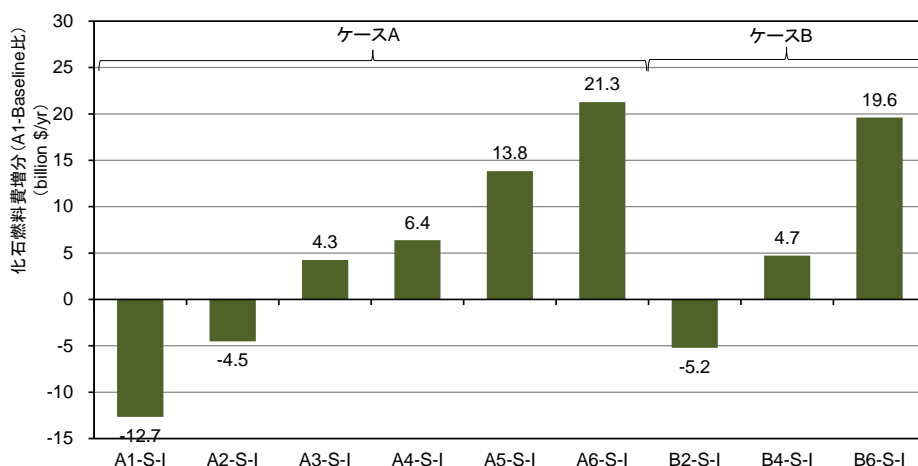


図 37 450 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) における 2050 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

c) 550 ppm-CO₂eq シナリオ

550 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ II) においては、450 ppm-CO₂eq シナリオに比べると需要側での省エネルギーは進みにくい一方、排出削減レベルが緩やかなために安価な石炭を利用しやすく化石エネルギー費用が抑制できるといった面もある。2020 年は 450 ppm-CO₂eq シナリオにおける化石エネルギー費用増分より上回り、2030 年は逆に下回りといった結果であり、中期的には似通ったレベルの増分になると考えられる。

なお、2050 年については、450 ppm-CO₂eq シナリオほど大量に太陽光発電は導入されないことから、化石燃料エネルギー費用の増分は大きくなっている (一方で、エネルギーシステム総コスト上昇は、450 ppm-CO₂eq シナリオに比べ、かなり低く抑えられる。)

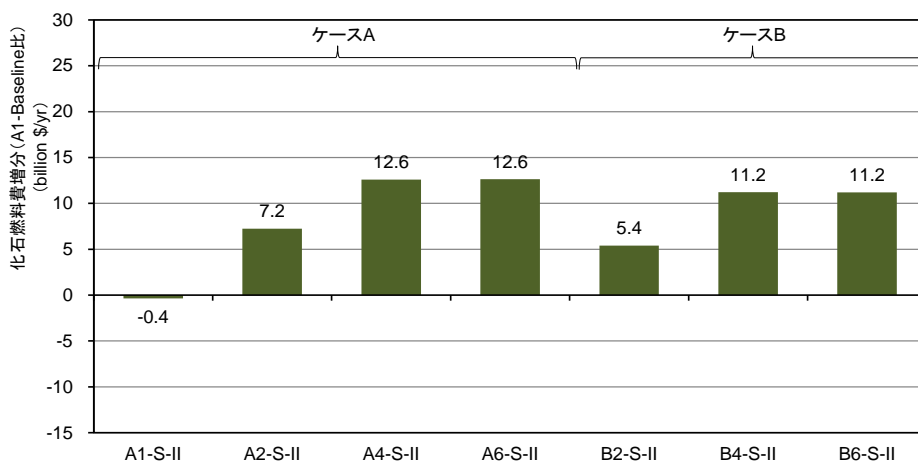


図 38 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ II) における 2020 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

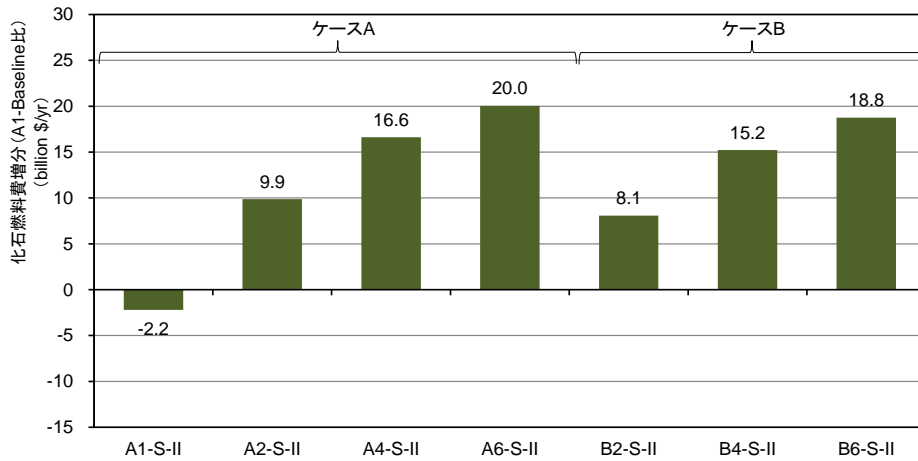


図 39 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ II) における 2030 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

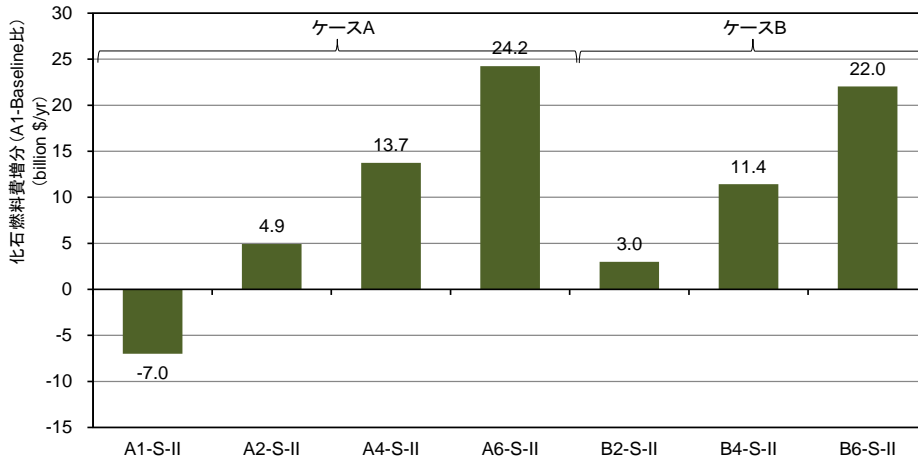


図 40 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ II) における 2050 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

d) 650 ppm-CO₂eq シナリオ

650 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ III) では 550 ppm-CO₂eq シナリオに比べて化石エネルギー費用の増分は増加し、よりベースラインに近いレベルで化石燃料エネルギー費用が増加すると見通される。

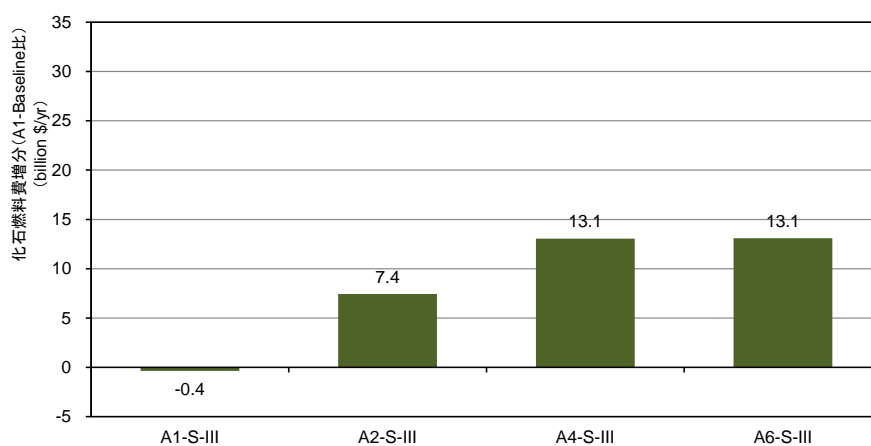


図 41 650 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ III) における 2020 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

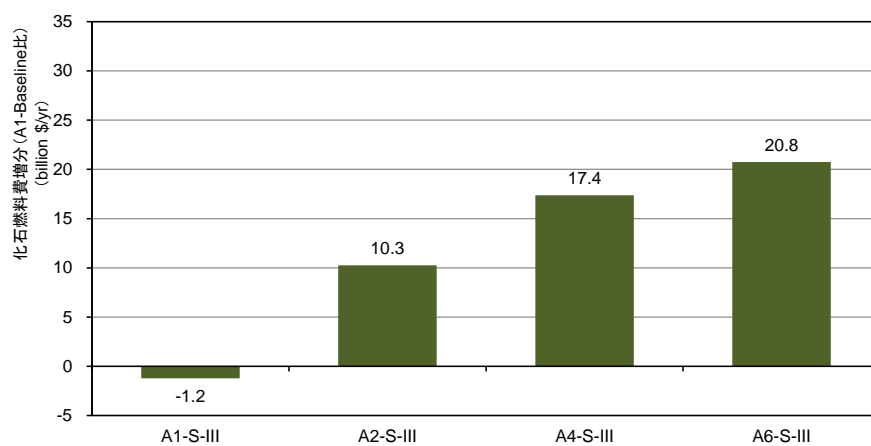


図 42 650 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ III) における 2030 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

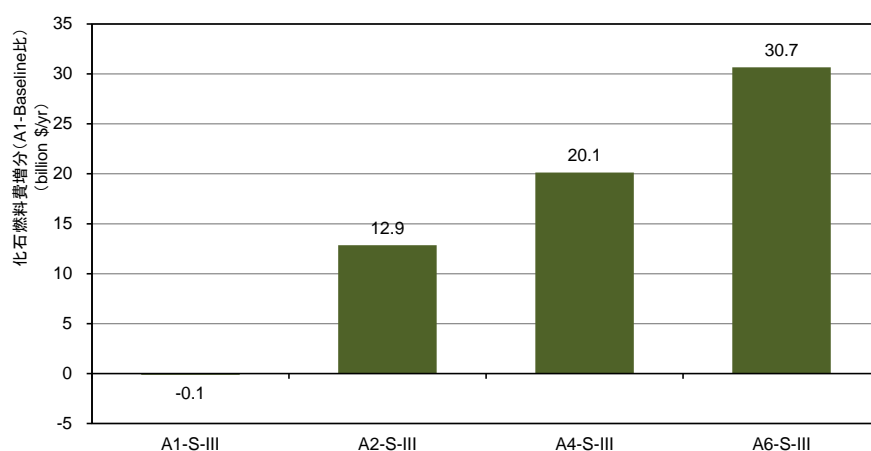


図 43 650 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ III) における 2050 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

e) IEA WEO 2011 新政策シナリオ

IEA WEO 2011 新政策シナリオ(排出削減目標シナリオ IV)についても、ベースラインからの排出削減はそれほど進まないことから、化石エネルギー費用の増分は 650 ppm-CO₂eq シナリオと同程度であると見通される。

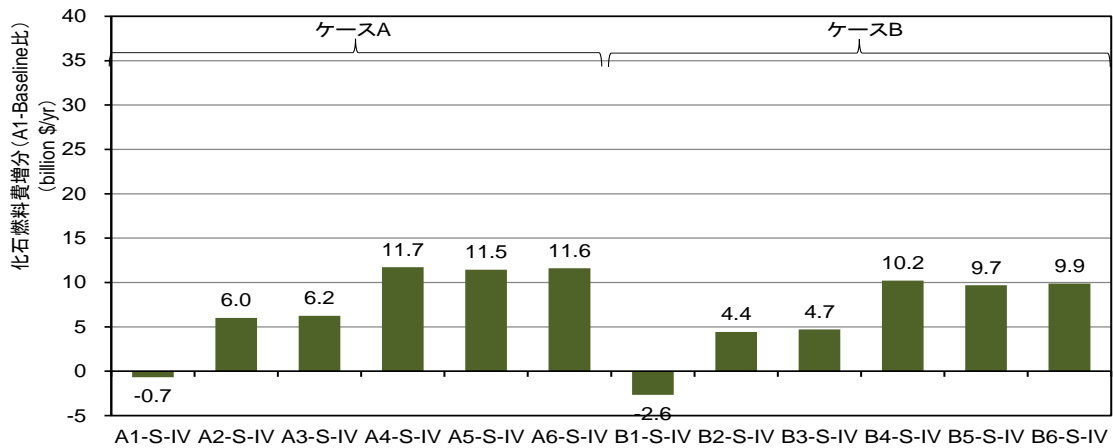


図 44 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (シナリオ IV) における 2020 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

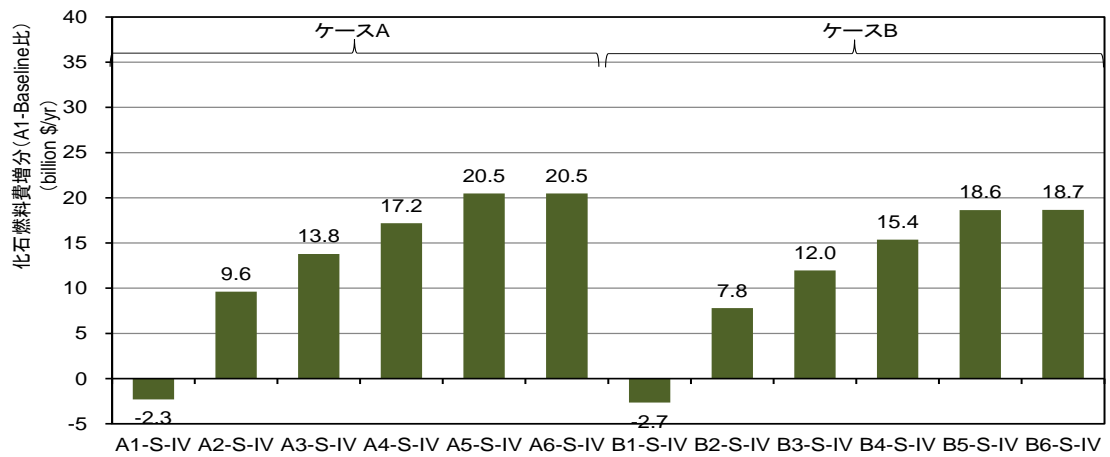


図 45 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (シナリオ IV) における 2030 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

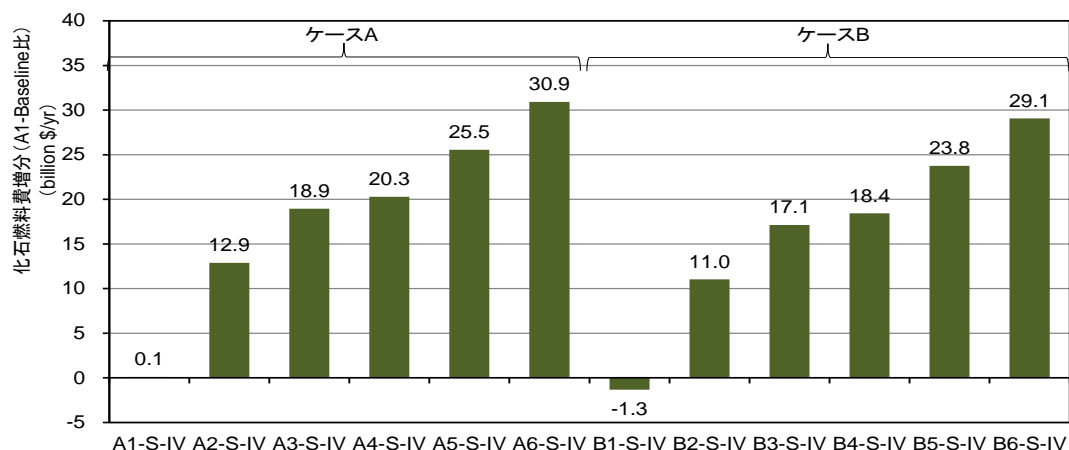


図 46 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (シナリオ IV) における 2050 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-ベースラインケース比)

【II】 エネルギーセキュリティ指標

エネルギーセキュリティは様々な側面があり、一意に評価することは難しいが、ここでは IEA(2007)が示したエネルギーセキュリティ指標式 (ESI_{price})、及びエネルギー白書(2010 年度版)などで従来から日本で広く言及されている指標、即ち 1)海外依存度、2)石油の中東依存度、3)一次エネルギーに占める石油やガスの依存度、4)石油やガスの供給元分散を参考としつつ、指標式を導入し、各シナリオの評価を行った。以下に算定式を示すが、ここで利用する指標は、石油・ガス輸入の脆弱度を数値にしたものであり、「日本の総一次エネルギー供給量に占める石油・ガスの比率」、「輸入先のカントリーリスク」、「輸入先の分散度」を考慮したものである。輸入先のカントリーリスクは、世界銀行が示している各国のリスク指標を利用した。ただし、将来のリスク変化は不確実なため、将来にわたって一定として評価を行った。

$$Energy\ Security\ Index = \frac{c_{oil}}{TPES} \sum_i (r_i \cdot S_{i,oil}^2) + \frac{c_{gas}}{TPES} \sum_i (r_i \cdot S_{i,gas}^2)$$

ただし、 $c_{oil}/TPES$ は一次エネルギー総供給量に占める原油のシェア、 r_i は地域 i の政治リスク、 $S_{i,oil}$ は地域 i からの原油輸入シェアである。この内、 $S_{i,oil}$ や $S_{i,gas}$ は 2 乗で効くため、とりわけ指標値を左右する大きな要素である

なお、ここでは石油とガスだけの脆弱性を指標化しているが、石炭や原子力、再生可能エネルギーの脆弱性については石油やガスの脆弱性以上に多様な意見が見られる。ここでは分かりやすさを優先し、このような石油とガスの脆弱性のみを指標化している。再生可能エネルギーにおいてとりわけ課題となる電力システムの安定性といったセキュリティについては、ここでの評価の対象とせず、系統安定化費用としてシステムコスト増分の考慮という形で評価していることには注意されたい (楽観的と考えられる程度のコスト増分しか考慮していないが)。

なお、項目【I】では発電用の化石エネルギー費用のみを評価したが、本項目では、発電以外の部

門への影響も含めて、日本の化石エネルギー（石油、ガス）利用量全体で評価している。

排出削減レベル別の結果を示す前に、まず時系列的な推移を示す。図 47 は、ベースライン（CO₂ 排出制約無し）、シナリオ A の結果である。エネルギー基本計画通り原子力が拡大するとした A1 では、このように 2030 年あたりから脆弱度が大幅に改善される結果である。これは、省エネ技術進展や人口低減に伴うエネルギー需要減少が進む中で、原子力や水力の比率が上昇することによる。

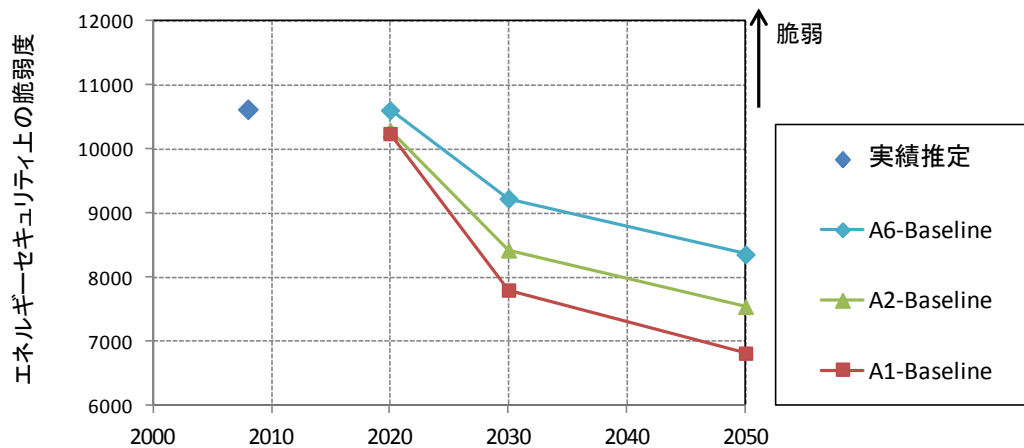


図 47 エネルギーセキュリティ指標の時系列推移結果 (ベースラインケース、ケース A)

原発比率が A1 より低位となる A2 や A6 では、このような脆弱度緩和がより遅延する。このようなシナリオでは、より長期に渡って脆弱度が高い状況が継続する。

a) ベースライン（CO₂ 排出制約無し）

エネルギー基本計画通り原子力が拡大するとした A1 ケース（ベースライン）を基準として、エネルギーセキュリティ上の脆弱度が原子力に関するシナリオ（A1～A6）でどのように変化するかを次に見ていく。

2020 年、2030 年、2050 年の結果を図 48～図 50 に示す。2020 年といったより近い時点では、今回想定した A1～A6 の間でそれほど差異がないため、脆弱度の差異もそれほど大きくなっていない。一方、2030 年、2050 年ではシナリオ間の差異が大きい。これは、原子力の規模の維持が脆弱度低減に重要であることを示唆している。

エネルギーセキュリティの脆弱度は、節エネをより見込んだケース B でもほとんど変わらない結果となっている。なお、本研究報告では世界全体に対し CO₂ 制約を課しているため、以下で見られるように、CO₂ 制約を想定したケースであっても、ケース A と B はほぼ同様の結果である（日本のみに厳しい CO₂ 制約を課すと節エネの効果が大きくなることを別途確認している）。

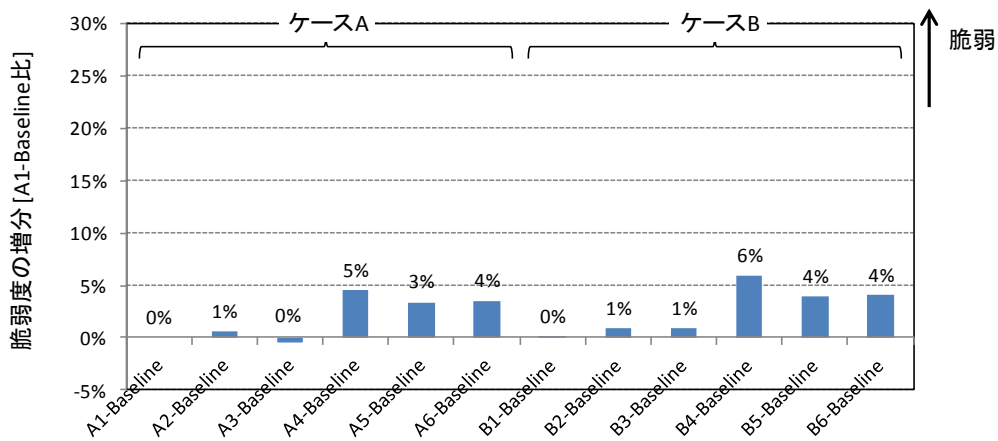


図 48 ベースライン (CO₂ 排出制約無し) における 2020 年の脆弱度増分 (A1-ベースラインケース比)

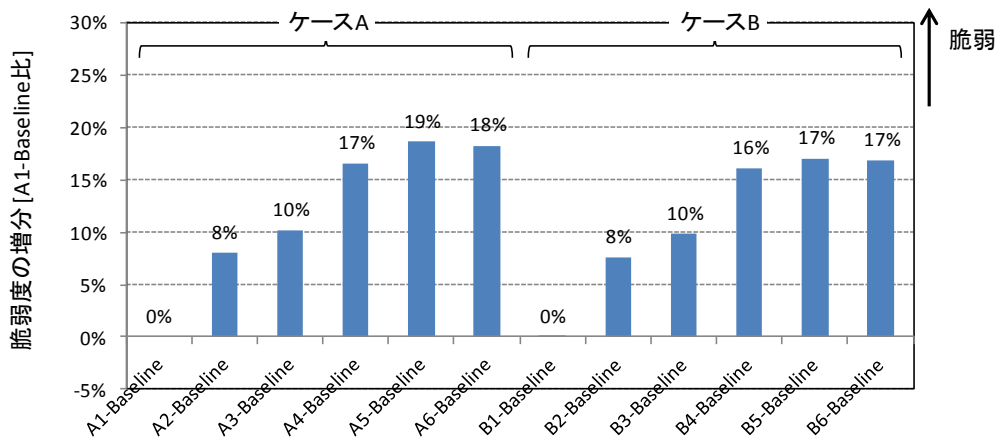


図 49 ベースライン (CO₂ 排出制約無し) における 2030 年の脆弱度増分 (A1-ベースラインケース比)

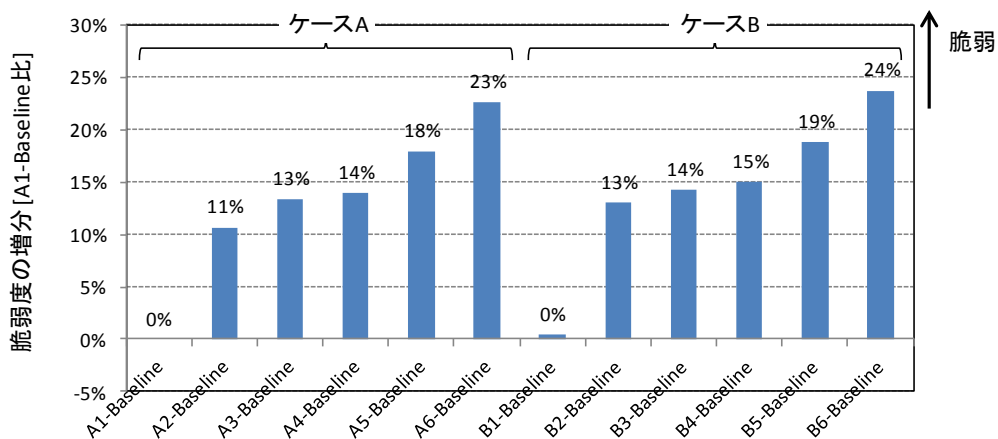


図 50 ベースライン (CO₂ 排出制約無し) における 2050 年の脆弱度増分 (A1-ベースラインケース比)

b) 450 ppm-CO₂eq シナリオ

エネルギー基本計画通り原子力が拡大するとした A1 ケース（ベースライン）を基準に、450 ppm-CO₂eq シナリオ（シナリオ I）において、エネルギーセキュリティ上の脆弱度を見たのが図 51、図 52 である（それぞれ 2020 年、2030 年の結果）。

基本的に、A1 ケース（ベースライン）と比較すると脆弱度が増す方向へシフトする（図中で棒の高さが高くなる）。これは一次エネルギーに占める石炭が減少し、石油やガスの比率が上昇することによる。

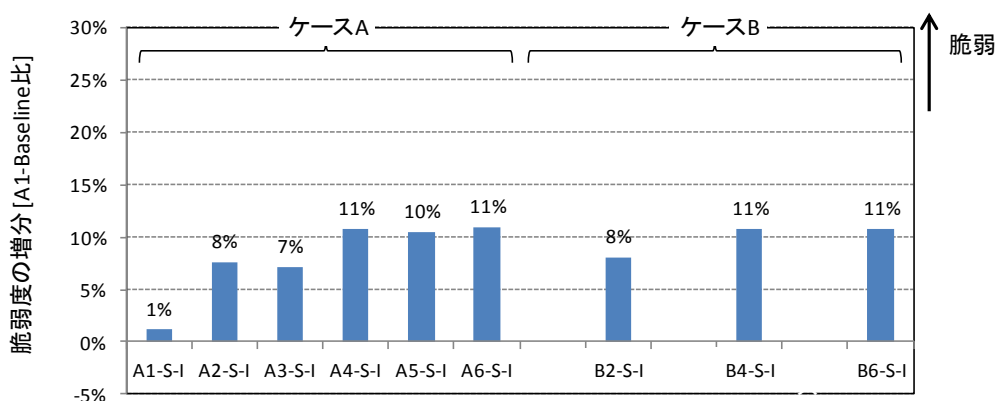


図 51 450 ppm-CO₂eq シナリオ（シナリオ I）における 2020 年の脆弱度増分（A1-ベースラインケース比）

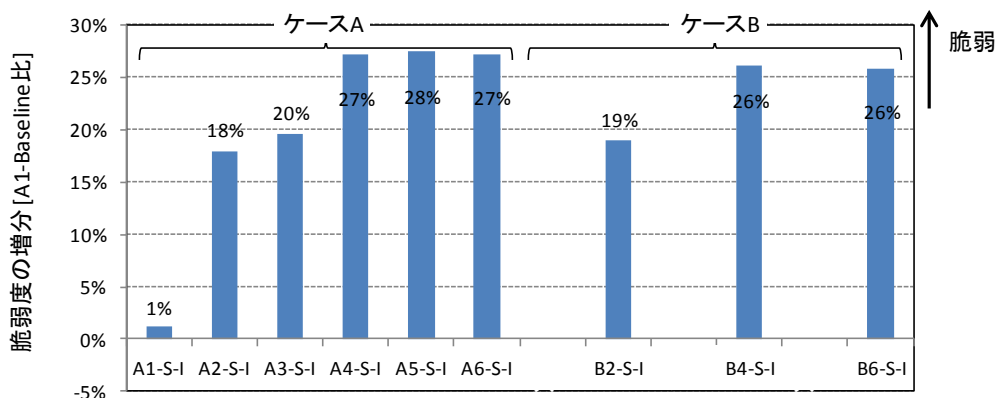


図 52 450 ppm-CO₂eq シナリオ（シナリオ I）における 2030 年の脆弱度増分（A1-ベースラインケース比）

c) 550 ppm-CO₂eq シナリオ

エネルギー基本計画通り原子力が拡大するとした A1 ケース（ベースライン）を基準に、550 ppm-CO₂eq シナリオ（シナリオ I）において、エネルギーセキュリティ上の脆弱度を見たのが図 53、図 54 である（それぞれ 2020 年、2030 年の結果）。

450 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) ほどではないものの、石炭利用減少に伴いベースラインと比較し脆弱度が増す方向へシフトする。とりわけ原発比率が低下している A4、A6 さらに B4、B6 (2030 年時点) では、脆弱度上昇が見られる。

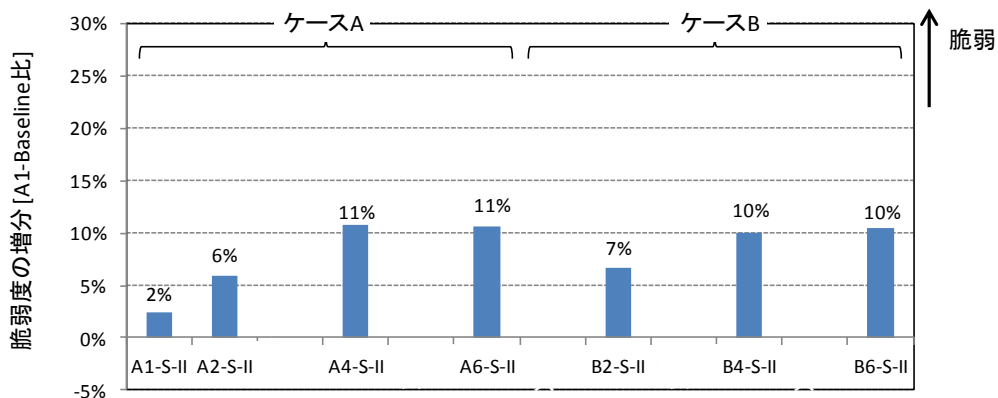


図 53 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) における 2020 年の脆弱度増分 (A1-ベースラインケース比)

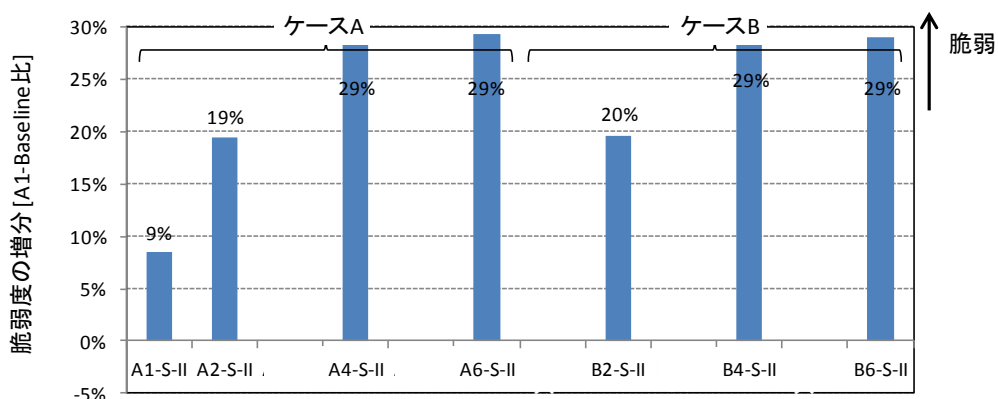


図 54 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) における 2030 年の脆弱度増分 (A1-ベースラインケース比)

d) IEA WEO 2011 新政策シナリオ

本 IEA WEO 2011 新政策シナリオは、450 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) や 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ II) と比較し、2020 年といった近い時点では限界削減費用がより高いものの、2050 年といった長期では、相対的により低位の限界削減費用となるシナリオである。

2020 年、2030 年、2050 年の結果を図 55、図 57 に示す。2030 年及び 2050 年の結果から、原子力の規模が維持されると脆弱度の上昇はそれほど大きくはならないが、A6 といった原子力の規模が相対的に小さいシナリオでは脆弱度がより一段と増す結果である。このことから原子力の規模がエネルギーセキュリティ上の脆弱度緩和にとって重要であることを改めて確認できる。

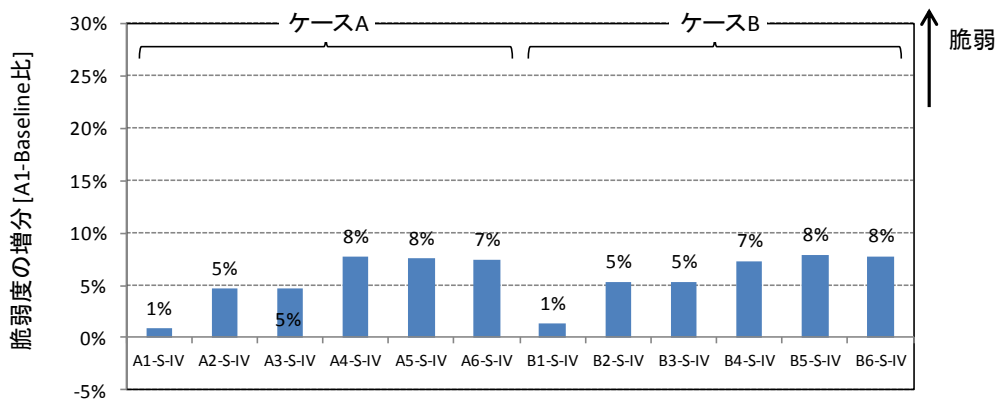


図 55 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (シナリオ IV) における 2020 年の脆弱度増分 (A1-ベースラインケース比)

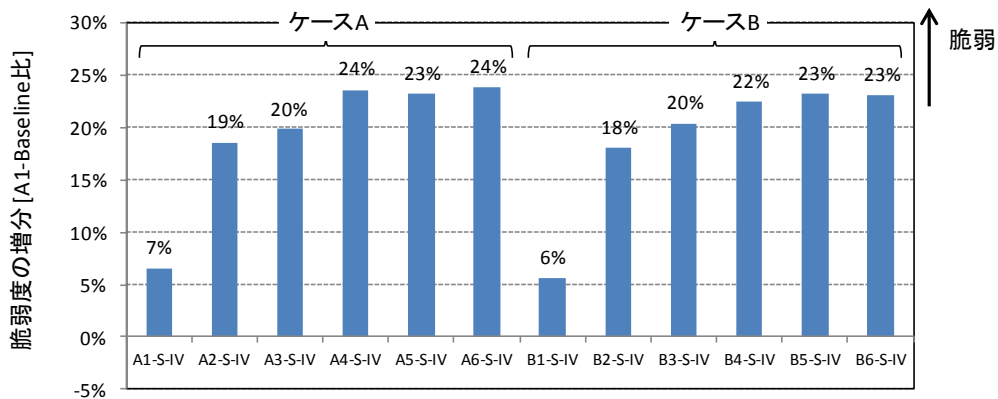


図 56 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (シナリオ IV) における 2030 年の脆弱度増分 (A1-ベースラインケース比)

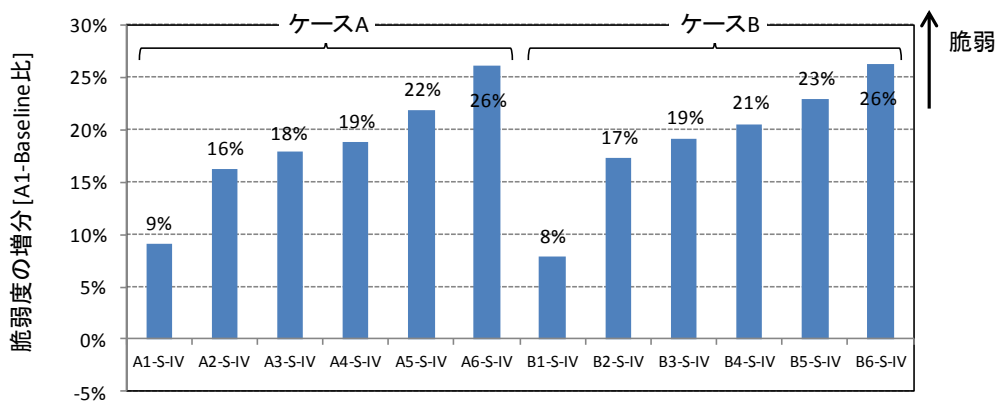


図 57 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (シナリオ IV) における 2050 年の脆弱度増分 (A1-ベースラインケース比)

なお、ここまで石油輸入の脆弱度と、ガス輸入の脆弱度の合計値のみ示し、その内訳については煩雑性を避けるため示さなかった。実際には、CO₂ 排出抑制により、ガスシフトによるガスの輸入増大やガス比率の上昇（結果的にガスの脆弱度が上昇）が見られる。また、今回は世界全体へ CO₂ 制約を課したため、省エネ余地の大きい地域で石油消費低減が図られる。これは、省エネ余地の小さい日本からすると、相対的に石油を輸入しやすくなることを意味する。このように、石炭比率の減少、石油やガス比率の増加が同時に起こっている。

石油輸入の脆弱度とガス輸入の脆弱度をそれぞれ見たのが図 58 である。この図は 2030 年時点の結果である（原子力・節エネは A4 のケース）。石油輸入の脆弱度は、CO₂ 制約が厳しくなるに従い 650 ppm-CO₂eq（シナリオ III）で一旦脆弱度が増すが、その後は日本国内の省エネが卓越し、石油輸入の脆弱度は緩和される。一方、ガス輸入の脆弱度は 550 ppm-CO₂eq（シナリオ II）で最大となる。図中の 4 シナリオ内で比較すると、（若干の差であるものの）石油とガスの脆弱度の和（今回示した指標）は、550 ppm-CO₂eq（シナリオ II）が最も脆弱となる。

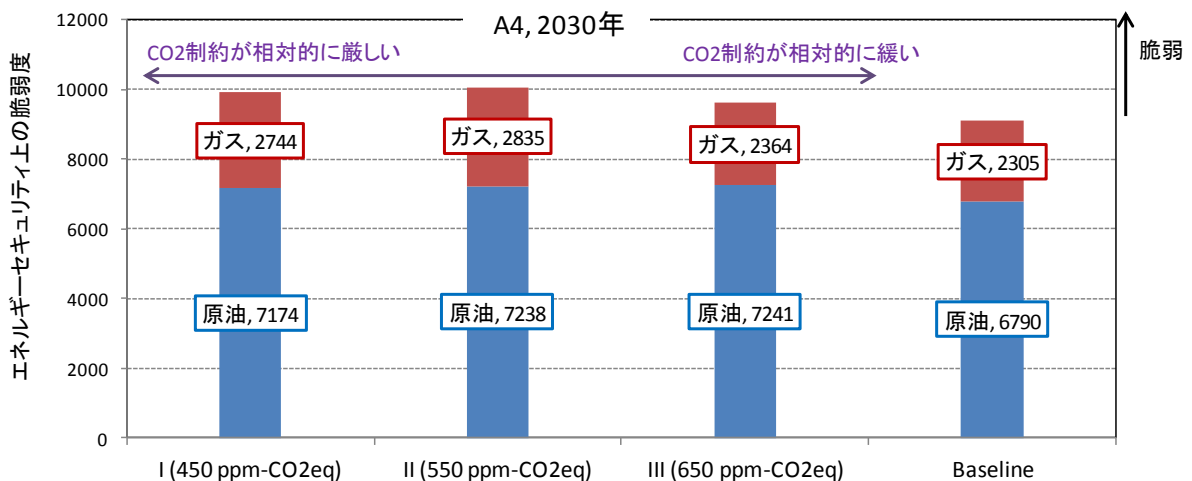


図 58 2030 年の CO₂ 排出制約別のエネルギーセキュリティ上の脆弱度（原子力・節エネは A4 のケース）

注）左側ほど CO₂ 制約が相対的に厳しい（ベースラインは右側に配置）

以上、エネルギーセキュリティの脆弱度についてまとめると次の通りである。

- ・ 第一義的に、全てのケースにおいて原子力の発電量確保がセキュリティ確保に直結する。
- ・ 世界全地域に CO₂ 制約を課した場合、日本での石炭比率低下の影響に加え、省エネ余地の大きい海外で石油やガスの消費量低減が進み（日本は省エネ余地が小さいため、相対的に日本は石油やガスを輸入しやすくなる影響により）日本の石油、ガスの比率、輸入依存度が上昇しやすい。従って、CO₂ 制約が相対的に厳しい 550 ppm-CO₂eq（シナリオ II）や 450 ppm-CO₂eq（シナリオ I）において、日本はより脆弱となる。
- ・ 節エネの影響（A と B の差）は、これら原子力の差異、CO₂ 制約の差異の影響に比較すると、相対的に小さい。

エネルギーセキュリティの本質により接近したエネルギーセキュリティ指標式の開発、また同時にシンプルで分かりやすい指標式の開発は今後の課題であり、このような作業を通してより説得力が増すと考えられる。

(3) 電源構成

本項では、各ケースの電源構成について示す。

a) ベースライン (CO₂ 排出制約無し)

図 59、図 60 に 2020 年、2030 年の発電電力量を示す。各ケースの総電力需要量は、A1 に比べて概ね 1% 強の低減に留まる。ただし、節エネを想定したケース B の各ケースは 4% 程度の低減である。

CO₂ 排出制約が無いベースラインケースでは、原子力発電が縮小する場合、石炭と天然ガスで主に代替を行う結果となる。一方、これによって、CO₂ 排出量は大きくなる。ケース A、B では、太陽光発電のコスト低減率を 2030 年まで年率 3.5% と想定したが、いずれの場合でも、CO₂ 排出制約がない場合、他の電源と比した競争力はなく、コスト効率的な電源構成には入ってこない。

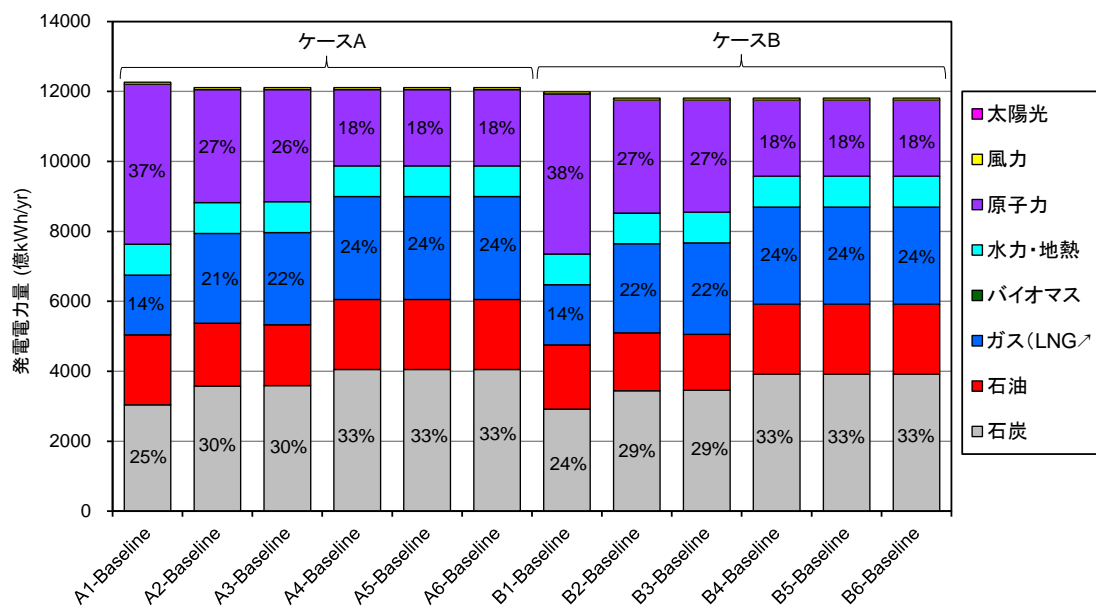


図 59 ベースラインケース (CO₂ 排出制約無し) における 2020 年の発電電力量構成

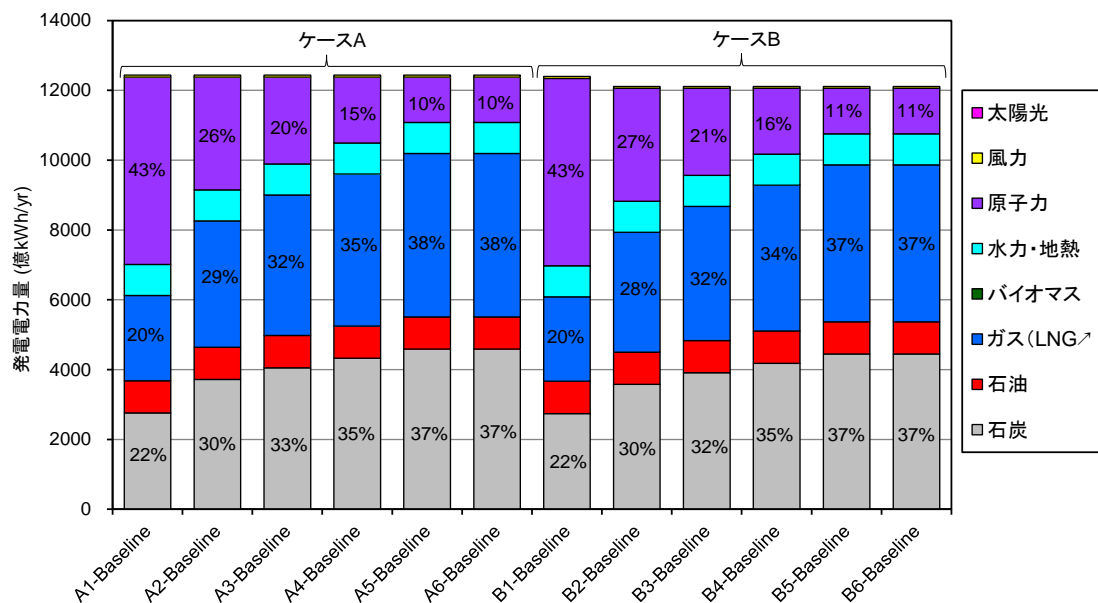


図 60 ベースラインケース (CO₂ 排出制約無し) における 2030 年の発電電力量構成

b) 450 ppm-CO₂eq シナリオ

450 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ I) では、CO₂ 排出制約の無いベースラインと比較し、原子力発電が縮小するケースでは CO₂ 排出原単位の大きい石炭火力発電の拡大よりも、天然ガス火力の拡大が相対的に大きい結果となる。2020 年では電源別の発電電力量のシェアはベースラインと大きく変わらないものの、2030 年ではその傾向が表れている。ただし、450 ppm-CO₂eq シナリオ (2030 年 80\$/tCO₂ 程度の炭素価格) においても、2030 年までは相当量の石炭発電を維持することがコスト効率的な結果となっている (図 62 参照)。なお、2030 年では石炭火力の一部に二酸化炭素回収貯留(CCS)が導入されている。原子力発電の多寡に関わらず、いずれのケースにおいても石炭火力発電の 1 割程度に CCS がコスト効率的な対策として導入されている。

なお、太陽光発電については 2030 年までは導入されておらず、それ以降 2050 年に向けて大量に普及させることとなっている (図 63 参照)。ただし 2050 年の限界削減費用は 420\$/tCO₂ 程度と極めて高く、図 63 は太陽光発電の普及が容易であるという意味よりむしろ、このような高い炭素価格がつくような大幅な排出削減が世界全体で実施される困難性を意味している点に注意が必要である。

また、上述の石炭火力への CCS については、2040 年までは拡大するものの、それ以降はより CO₂ 排出原単位に優れるガス火力+CCS に代替される。

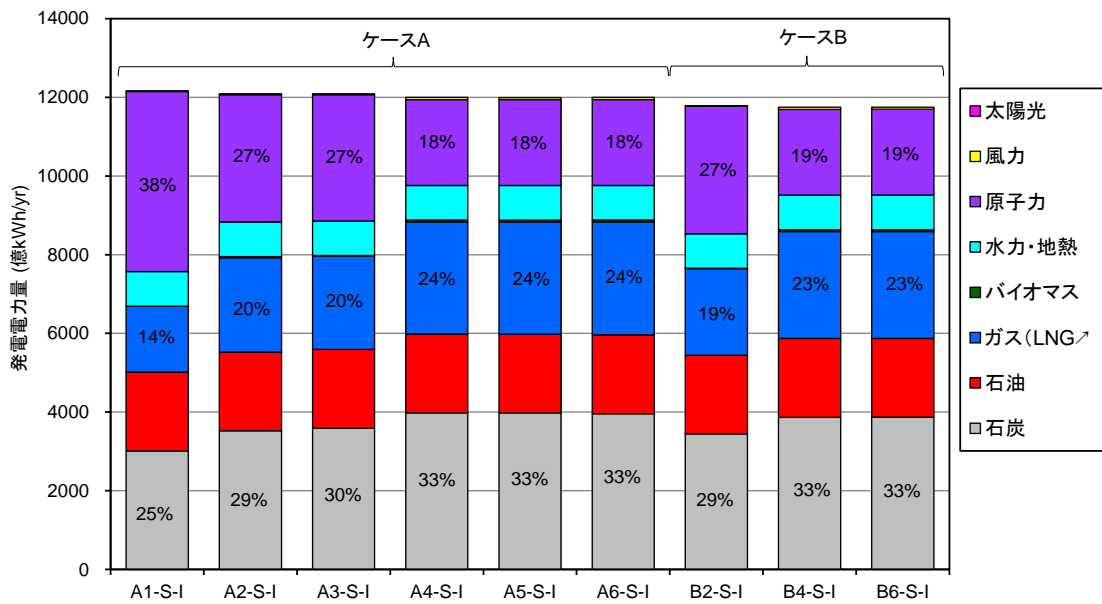


図 61 450 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) における 2020 年の発電電力量構成

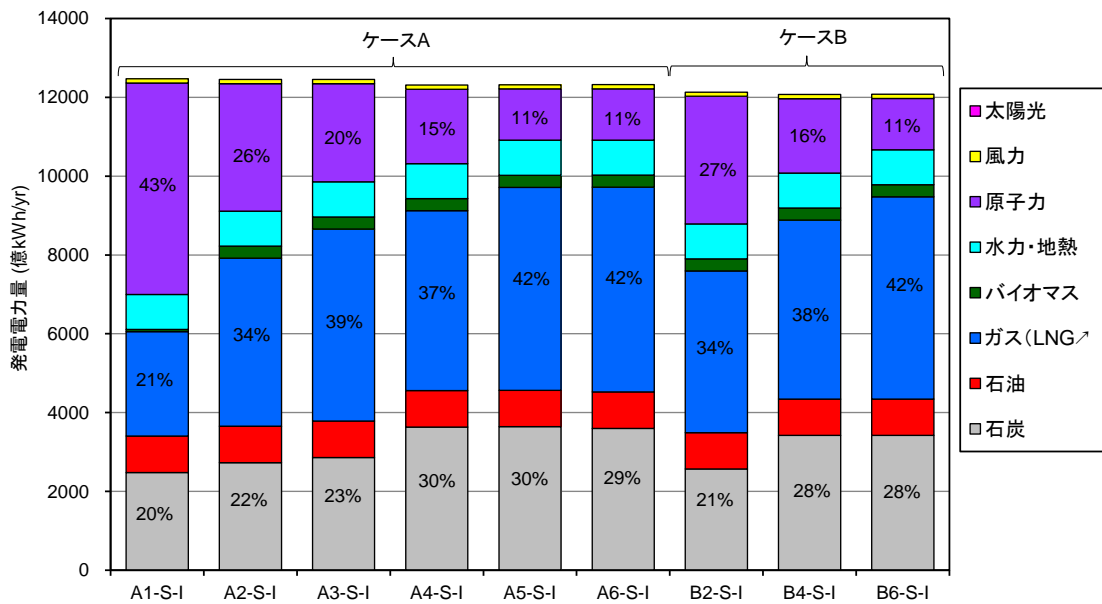


図 62 450 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) における 2030 年の発電電力量構成

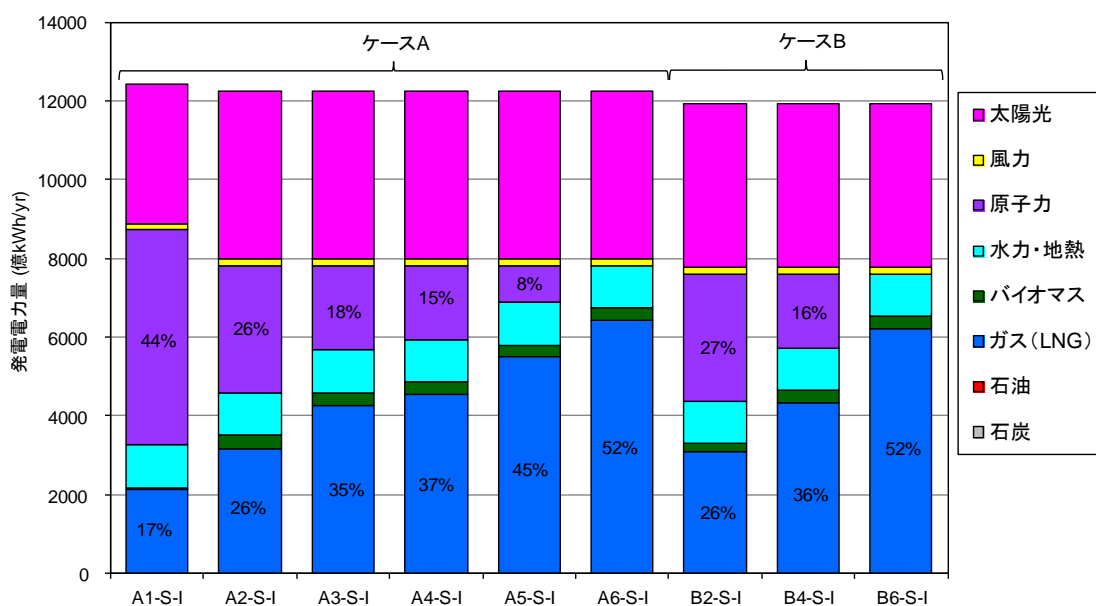


図 63 450 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) における 2050 年の発電電力量構成

c) 550 ppm-CO₂eq シナリオ

550 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ II) では、450 ppm-CO₂eq シナリオに比べて排出削減レベルが緩やかであることから、ガスシフトはより穏やかになっている。450 ppm-CO₂eq シナリオにおいて述べた石炭火力+CCS についても、2030 年では石炭火力発電の 1%未満の導入であり、それ以降徐々に拡大される(ガス火力+CCS は本シナリオでは導入されない)。太陽光発電は 450 ppm-CO₂eq シナリオの結果よりも相対的に低位であるものの、2050 年にこの 550 ppm-CO₂eq シナリオにおいても大量普及と言える結果である (図 66 参照)。

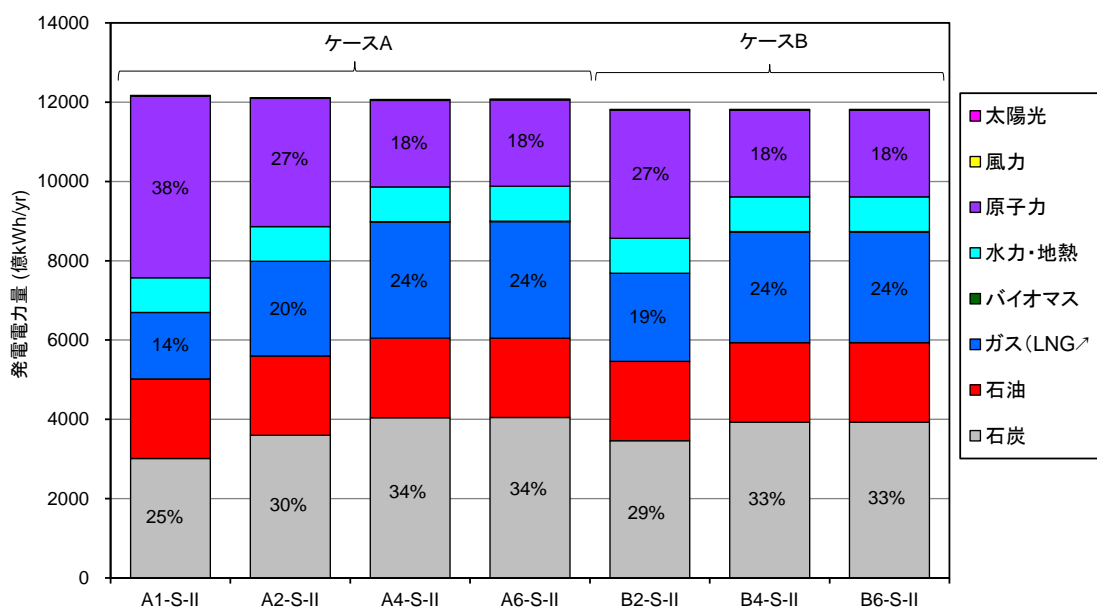


図 64 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ II) における 2020 年の発電電力量構成

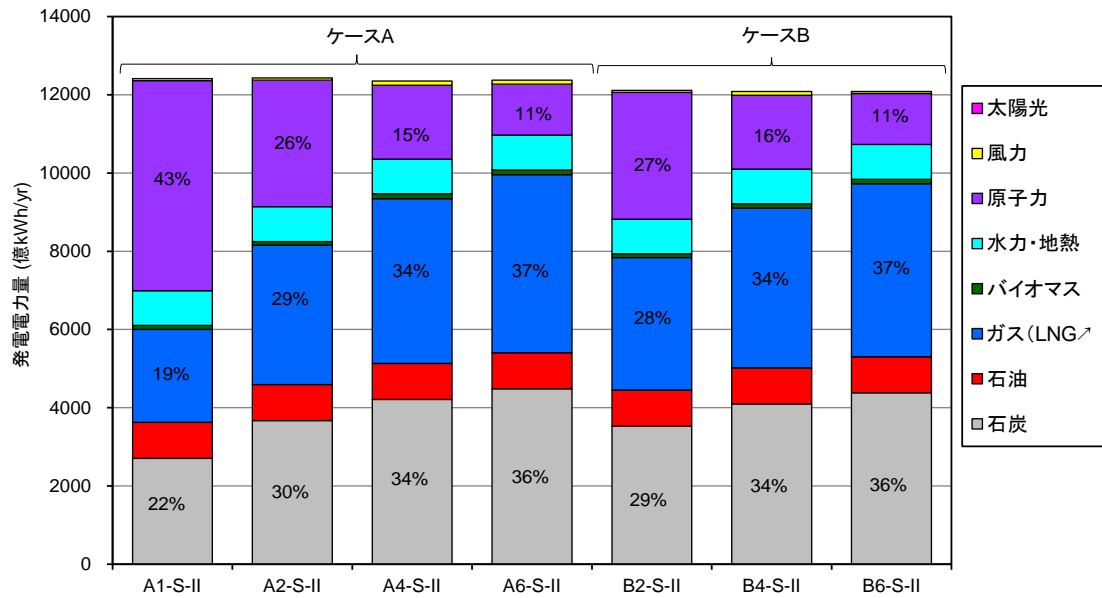


図 65 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ II) における 2030 年の発電電力量構成

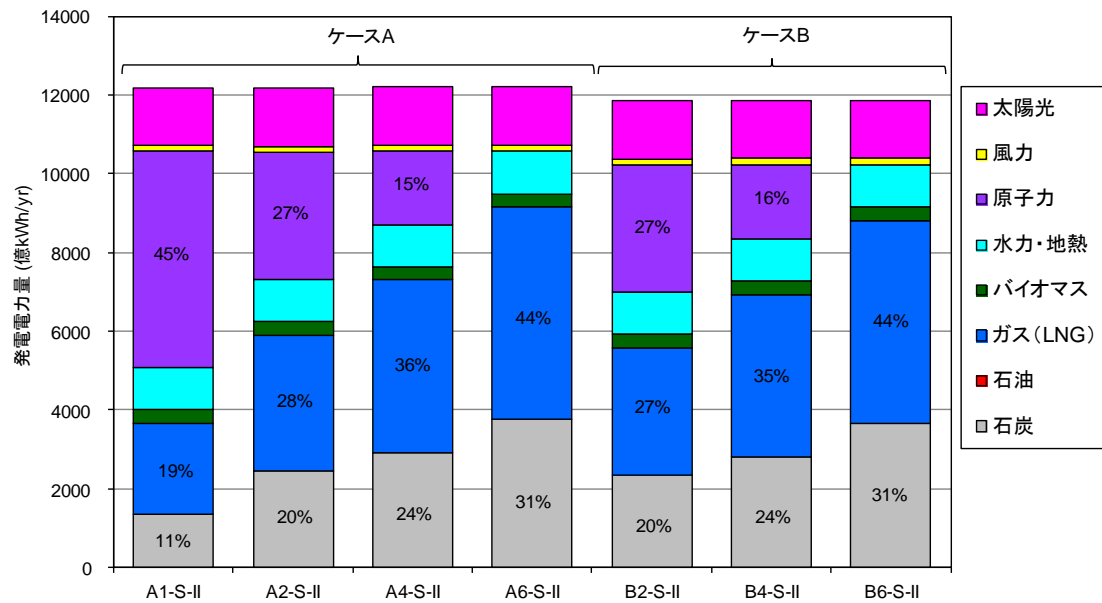


図 66 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ II) における 2050 年の発電電力量構成

d) 650 ppm-CO₂eq シナリオ

650 ppm-CO₂eq シナリオにおいては、世界全体で削減に取り組む場合には、必要な炭素価格は 2030 年頃まではあまり大きくないため (図 4 参照)、2030 年までの電源構成は、ベースラインにおけるそれと大きな変わりはない。

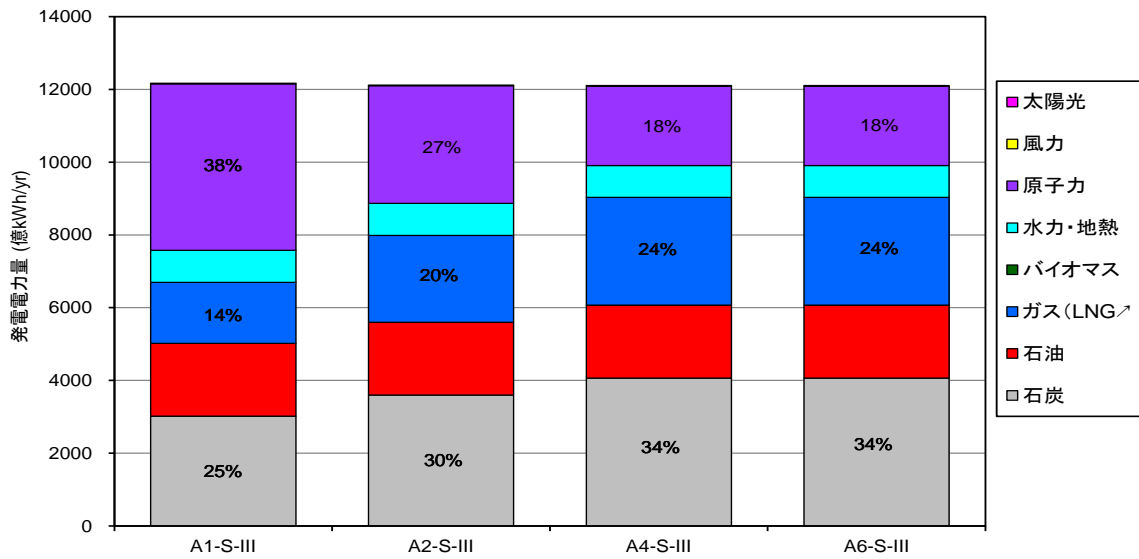


図 67 650 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ III) における 2020 年の発電電力量構成

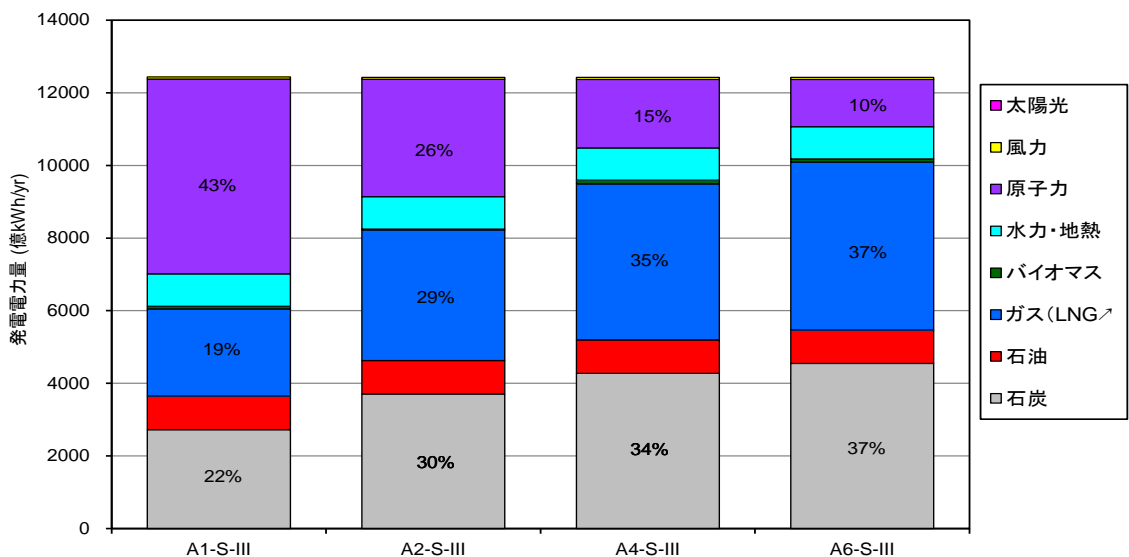


図 68 650 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ III) における 2030 年の発電電力量構成

e) IPCC WEO 2011 新政策シナリオ

IPCC WEO 2011 新政策シナリオにおける炭素価格は、概ね現状で明示的な炭素価格としては国際的にこの程度が限度と考えられている価格レベルではあるが、日本では発電部門や産業部門を中心に省エネが相当進展しており、この程度の炭素価格の下では、ほんのわずか、石炭火力やガス火力の利用量をベースライン (CO₂ 排出制約無し) 比で減らすことがコスト効率的な結果とはなっているものの、大きな差はなく、CO₂ 原単位位の相対的に大きな石炭のコスト優位性が維持される。国際的な炭素価格の相場観から考えると、現実には、CO₂ 排出削減目標下においても、石炭火力についても電源のミックスにおいて重要な役割があることが示唆される。

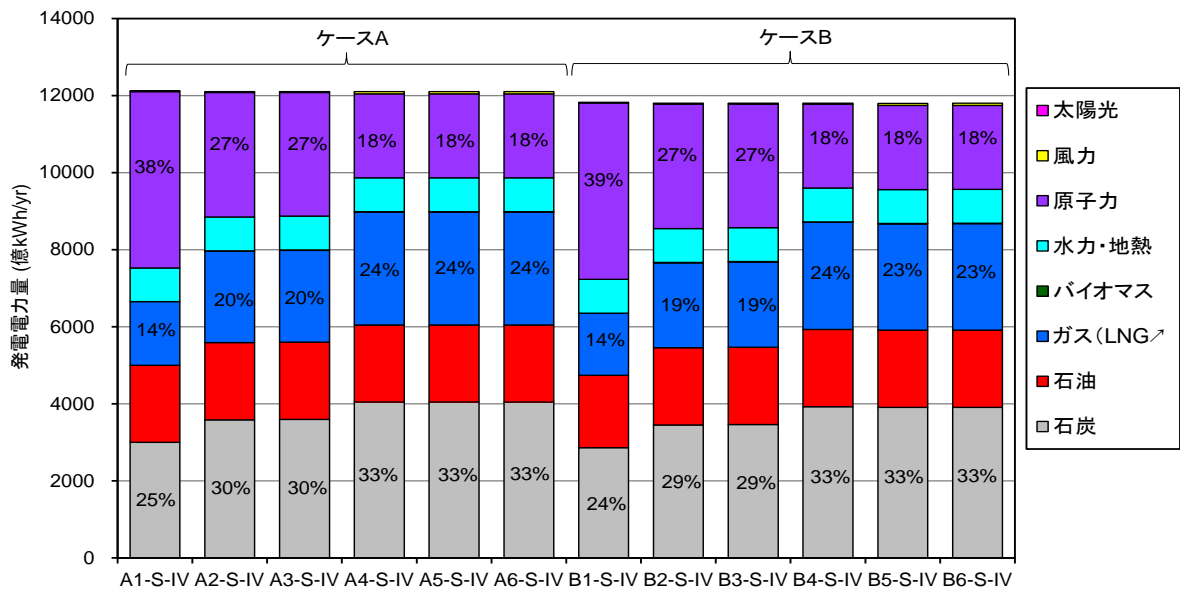


図 69 IEA WEO 2011 シナリオ (シナリオ IV) における 2020 年の発電電力量構成

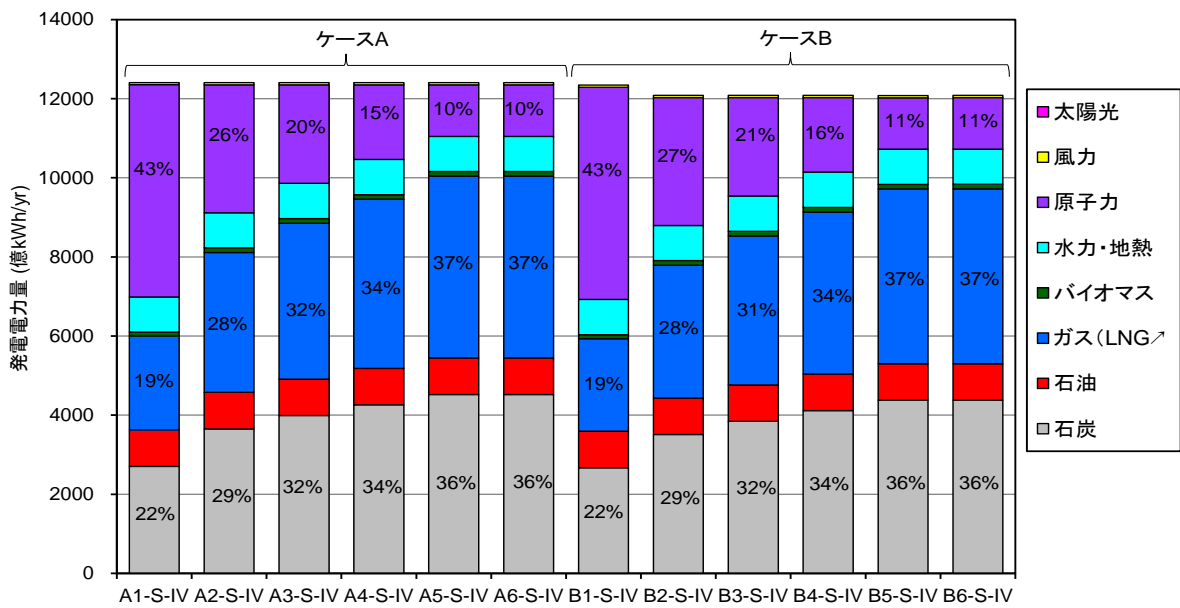


図 70 IEA WEO 2011 シナリオ (シナリオ IV) における 2030 年の発電電力量構成

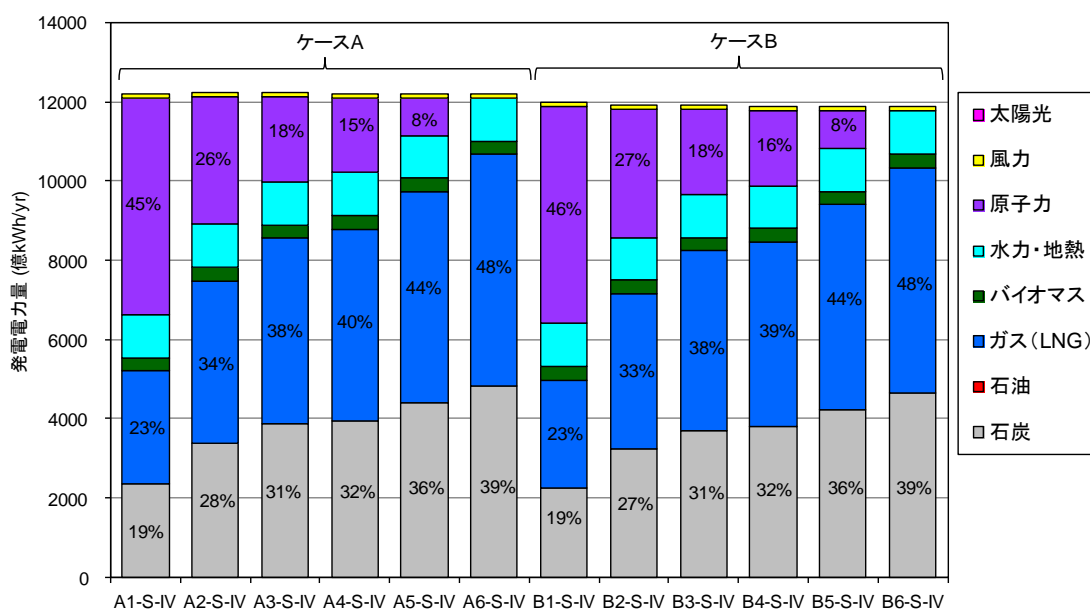


図 71 IEA WEO 2011 シナリオ (シナリオ IV) における 2050 年の発電電力量構成

(4) CO₂ 排出量・CO₂ 排出削減費用

a) ベースライン (CO₂ 排出制約無し)

まず、CO₂ 排出制約を想定しないベースラインのエネルギー起源 CO₂ 排出量の推移を図 72 に示す。原発がエネルギー基本計画通り拡大するとした A1 においては、2020 年の 11.3 億 tCO₂/yr をピークとし、その後 2050 年に向けて減少を続け、2050 年には 8.6 億 tCO₂/yr となる見通しである。

その他のケースについては、原子力が縮小することに伴い、前節で示したように石炭火力発電やガス火力発電が増加するため、CO₂ 排出量は A1 に比べて増加する。2020 年においては、A2 及び A3 では 11.9 億 tCO₂/yr、A4、A5 及び A6 では 12.5 億 tCO₂/yr となる見込みであり、同時点の A1 に比べそれぞれ 0.6 億 tCO₂/yr、1.3 億 tCO₂/yr の増加である。それぞれの 2020 年における排出量を 1990 年、2005 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量(それぞれ 10.6 億 tCO₂/yr、12.0 億 tCO₂/yr)と比較すると、A1 では 1990 年比+6.3%、2005 年比▲6.4%であるのに対し、A2 及び A3 では概ね 1990 年比+12.7%、2005 年比▲0.9%、A4、A5 及び A6 では 1990 年比+18.4%、2005 年比+4.2%に相当する。

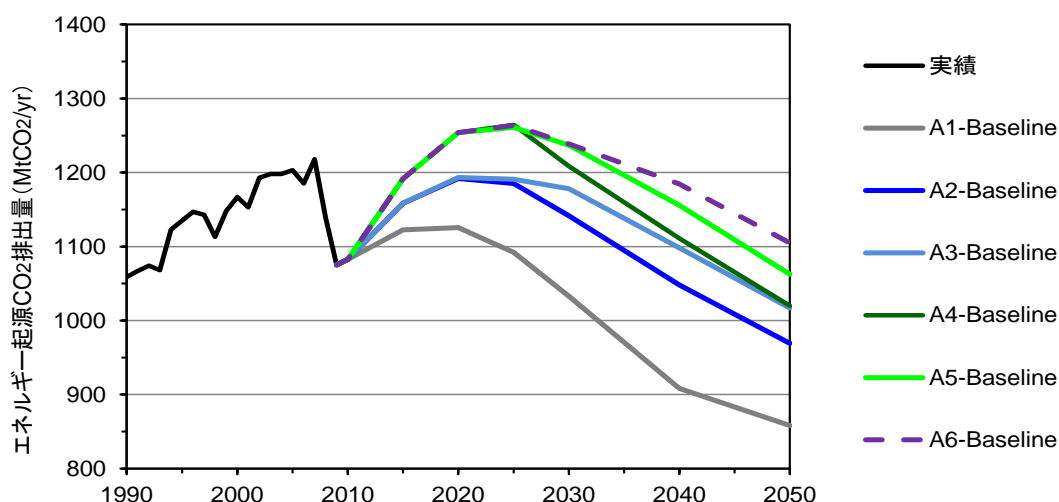


図 72 ベースラインケース (CO₂ 排出制約無し) における日本のエネルギー起源 CO₂ 排出量

また、節エネ（業務・家庭部門の電力消費の 5%低減を想定）の効果（シナリオ B）に関して、シナリオ A 及び B のベースラインにおけるエネルギー起源 CO₂ 排出量を表 8 に示している。シナリオ A と B の排出量を比較すると、節エネにより、2020 年では 18MtCO₂/yr、2030 年では 16MtCO₂/yr、2050 年では 15MtCO₂/yr 程度の排出削減が期待できる。

表 8 ベースラインにおけるエネルギー起源 CO₂ 排出量（節エネの影響）

	2020 年		2030 年		2050 年	
	A	B	A	B	A	B
節エネシナリオ						
原子力シナリオ 1	1125	1107	1033	1031	858	844
原子力シナリオ 2	1192	1174	1142	1124	969	954
原子力シナリオ 3	1193	1175	1178	1163	1017	1003
原子力シナリオ 4	1254	1236	1208	1193	1020	1005
原子力シナリオ 5	1254	1237	1237	1222	1062	1048
原子力シナリオ 6	1254	1237	1239	1221	1105	1090

単位：MtCO₂/yr

b) 450 ppm-CO₂eq シナリオ

次に、450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ I)について日本の CO₂ 排出量を評価する。世界全体で 450 ppm-CO₂eq シナリオを達成するとして本シナリオにおける CO₂ 限界削減費用は、日本の原子力シナリオによって若干(数ドル/tCO₂)増減するものの、原子力シナリオにはほとんど依存せず、2020 年：16\$/tCO₂、2030 年：80\$/tCO₂、2050 年：420\$/tCO₂ である。

この CO₂ 限界削減費用の下で、2020 年、2030 年及び 2050 年における日本の CO₂ 排出量がどの程度になっているかを、図 73～図 75 にそれぞれ示す。2020 年においてはベースラインの排出量

と大きく変わらず、時系列の排出制約の影響によって逆に排出量がベースラインより増加しているようなケースもある。日本は既に高効率な設備普及等が進んでいること、また、近い時点での設備の更新は、寿命前の更新が必要になることが多く CO₂ 削減単価が高くなること等により、16\$/tCO₂ 程度の CO₂ 限界削減費用では追加的に導入される対策の余地がほとんどないためである。2030年(80\$/tCO₂)になると、ベースラインからの排出削減が進み、A1では約10億 tCO₂/yrと1990年の排出量(10.6億 tCO₂/yr)と比べても削減されることとなる。他のシナリオにおける排出量は、10.7億 tCO₂/yr～11.7億 tCO₂/yrであり、2005年の排出量(12.0億 tCO₂/yr)と比べると削減されているものの、1990年比では増加している。ベースラインケースと比べると概ね0.6～0.7億 tCO₂/yrの減となっており、エネルギー基本計画通り拡大するとしたA1との排出量の差異はベースラインに比べると縮小する(A1ではベースラインからの排出削減量は約0.3億 tCO₂/yr)ものの、依然として原子力の発電規模によってCO₂排出量に大きな差異がある状況である。最も排出量が多いA5やA6(11.7億 tCO₂/yr)とA1との差は約1.7億 tCO₂/yrであり、この差は1990年の排出量の16%に相当する。2050年(420\$/tCO₂)においても、ベースラインからの排出削減は大きく進むものの、原子力の発電規模によってCO₂排出量に大きな差異があり、排出量が最も少ないA1と最も多いA6との差異は約1.5億 tCO₂/yrとなっている。このように、原子力が縮小すると日本においては費用効率的な排出削減は困難になると言える。

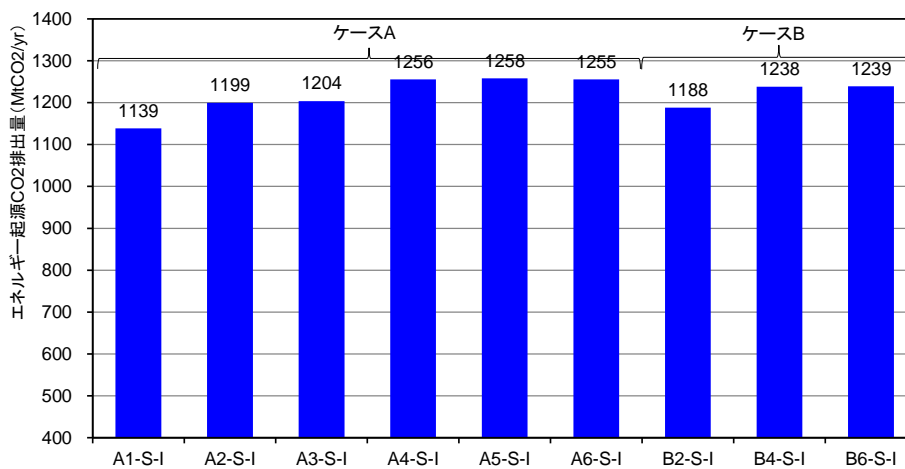


図 73 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)における 2020 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

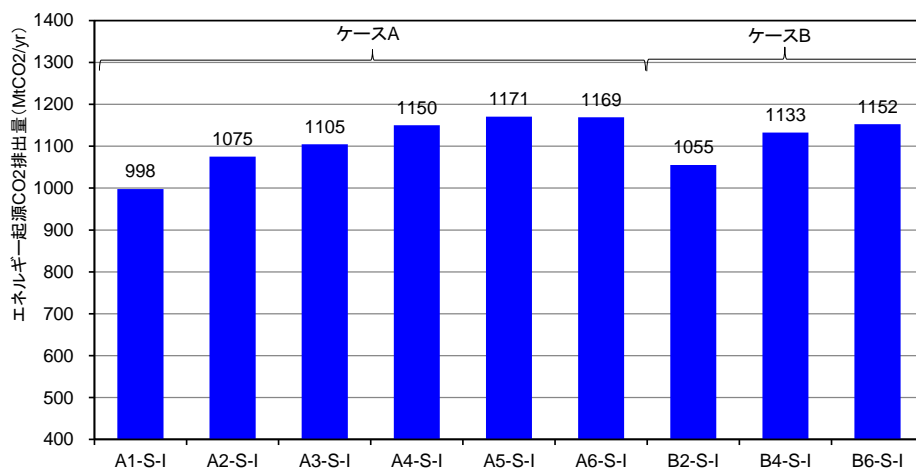


図 74 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)における 2030 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

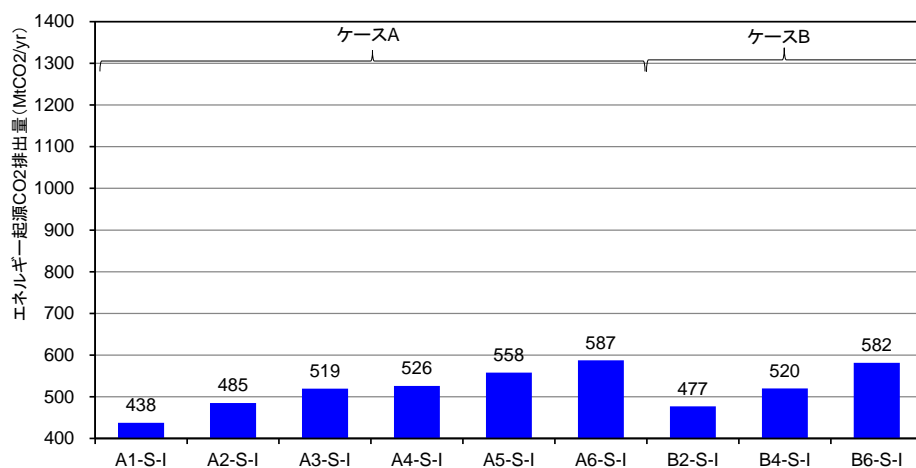


図 75 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)における 2050 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

c) 550 ppm-CO₂eq シナリオ

図 76～図 78 は、550 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ II)における 2020 年、2030 年、2050 年の CO₂ 排出量をそれぞれ示している。世界全体で 550 ppm-CO₂eq シナリオを達成するとした本シナリオにおける CO₂ 限界削減費用は、概ね 2020 年：4\$/tCO₂、2030 年：45\$/tCO₂、2050 年：165\$/tCO₂ である。

2020 年においては、450 ppm-CO₂eq シナリオと同様に、ベースラインと大きな差異は無い。2030 年(45\$/tCO₂)では、排出量は 10.2 億～12.2 億 tCO₂/yr であり、ベースライン比では 0.1 億～0.2 億 tCO₂/yr 程度の削減となっている。原子力の発電規模による CO₂ 排出量の差異は、450 ppm-CO₂eq シナリオより大きく、2030 年における最小(A1)と最大(A6)の差は 2.0 億 tCO₂/yr である。2050 年においては、6.7 億 tCO₂/yr(A1)～9.1 億 tCO₂/yr(A6)とその差は 2.4 億 tCO₂/yr になる。これは、450 ppm-CO₂eq に比べて CO₂ 限界削減費用が安く、太陽光発電等の費用が高い対策の導入が相対的に少ないことに起因する。

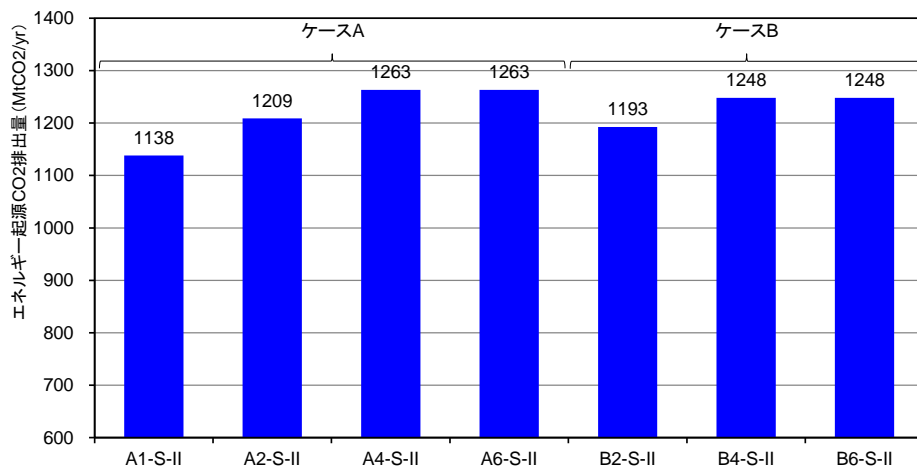


図 76 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)における 2020 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

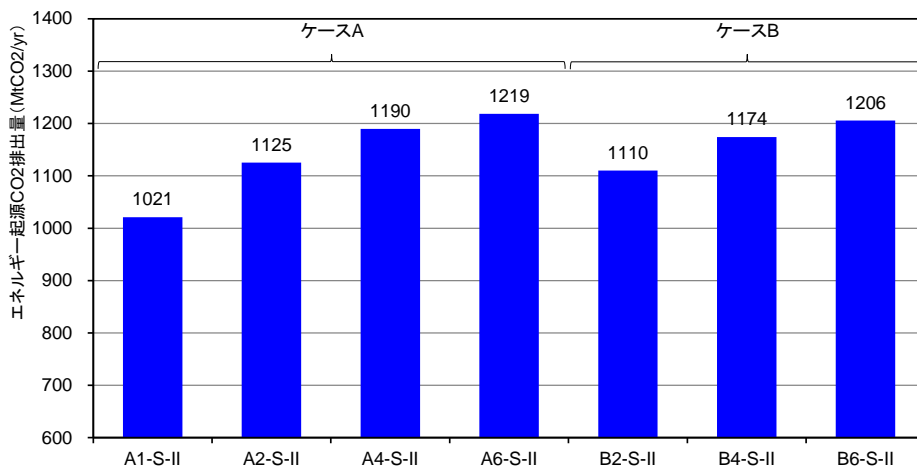


図 77 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)における 2030 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

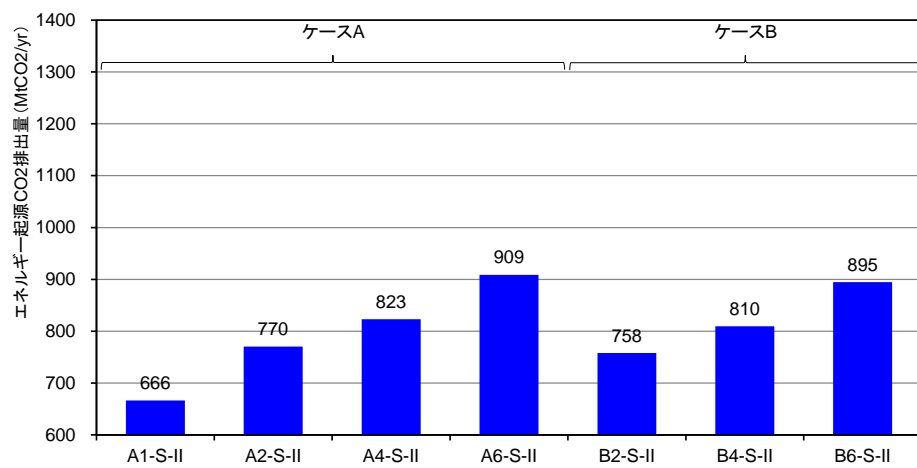


図 78 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)における 2050 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

d) 650 ppm-CO₂eq シナリオ

次に、650 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ III)における排出量について述べる。CO₂ 限界削減費用は、概ね 2020 年：0\$/tCO₂、2030 年：15\$/tCO₂、2050 年：43\$/tCO₂ である。

先に述べた 450 ppm-CO₂eq シナリオや 550 ppm-CO₂eq シナリオに比べて CO₂ 限界削減費用は非常に安くなっており、2030 年においてもベースラインからの CO₂ 排出削減はほとんど見られない。2050 年になると、CO₂ 排出量は 8.1 億～10.6 億 tCO₂/yr であり、ベースラインに比べて 0.4 億～0.5 億 tCO₂/yr の排出削減になる見込みである。

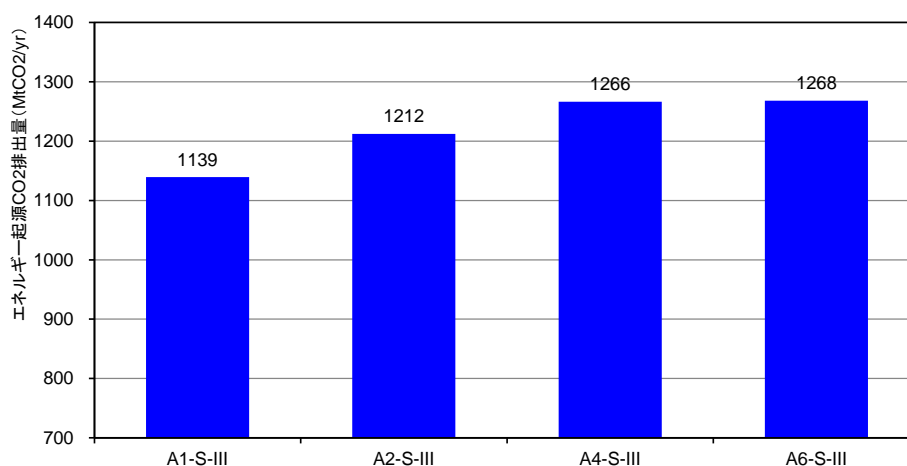


図 79 650 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ III)における 2020 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

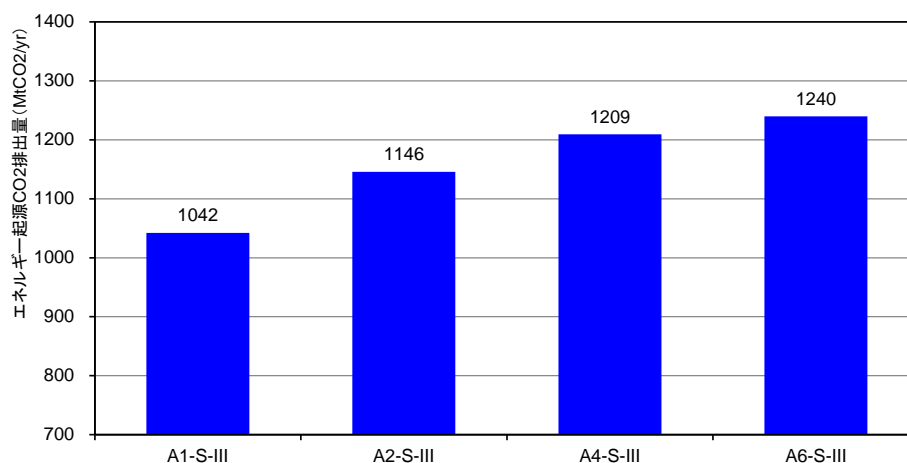


図 80 650 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ III)における 2030 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

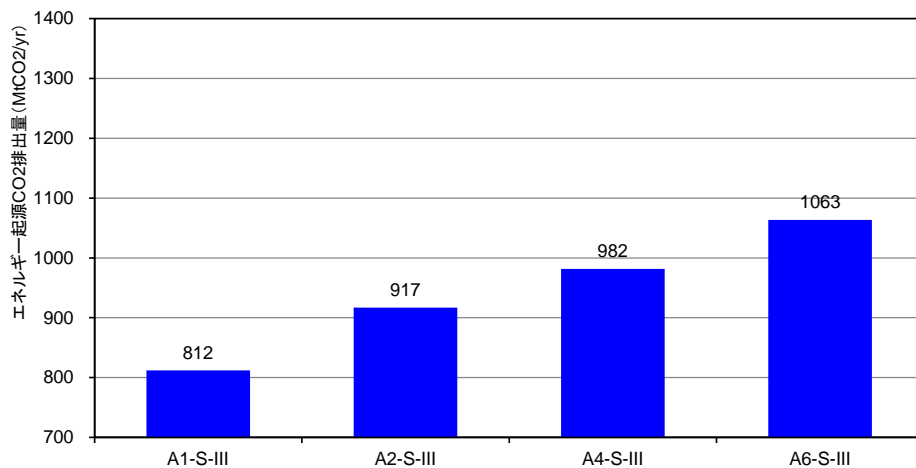


図 81 650 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ III)における 2050 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

e) IEA WEO 2011 新政策シナリオ

図 82～図 84 は、IEA WEO 2011 新政策シナリオ(排出削減目標シナリオ IV)における CO₂ 排出量を示している。先のシナリオ想定で述べたように、CO₂ 限界削減費用は 2020 年：30\$/tCO₂、2030 年：40\$/tCO₂、2050 年：51\$/tCO₂ を想定している。

これまでの 450 ppm-CO₂eq シナリオ、550 ppm-CO₂eq シナリオ、650 ppm-CO₂eq シナリオの CO₂ 排出量の結果より類推できるが、2030 年頃までの期間で 30～40\$/tCO₂ 程度の炭素価格を想定しても、CO₂ 削減余地は小さい。2050 年 51\$/tCO₂ ではベースラインに比べ 0.8 億 tCO₂/yr 程度の削減が期待できる。しかしながら、全排出量の 1 割にも満たないものであり、原発シナリオ A2～A6 すべてにおいて、50\$/tCO₂ 程度までの炭素価格を想定しても、炭素価格がゼロで原発が現行エネルギー基本計画どおりに拡大すると想定したシナリオである A1-ベースラインケースよりも、CO₂ 排出量は大きくなる。炭素価格の差異による産業のリーケージを起こさないようにするには、この程度の炭素価格が上限と見られるが、省エネが進んだ日本では、特に原発の拡大なく大幅な CO₂ 排出削減を行うことは相当難しいと見られる。1 トンあたりの CO₂ 排出削減がより安価に実現できる海外での CO₂ 削減を視野にエネルギー・温暖化対策の戦略立案も重要である。

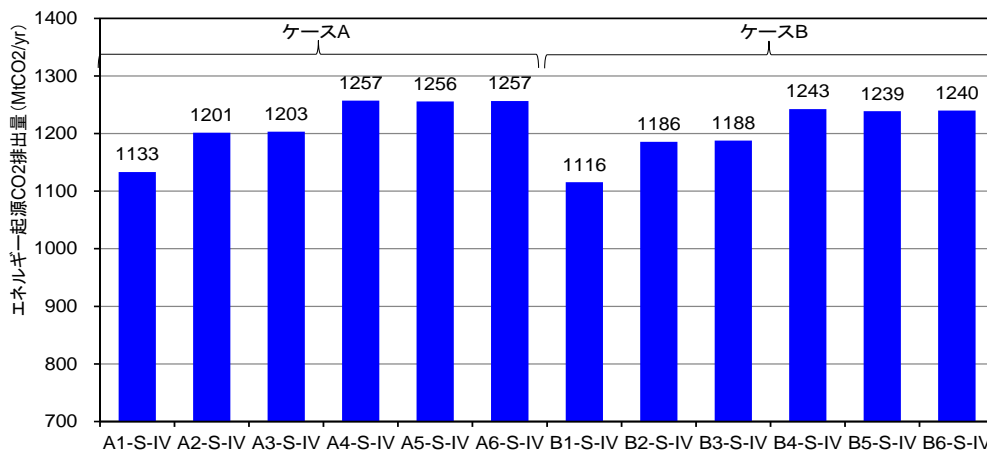


図 82 IEA WEO 2011 新政策シナリオ(シナリオ IV)における 2020 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

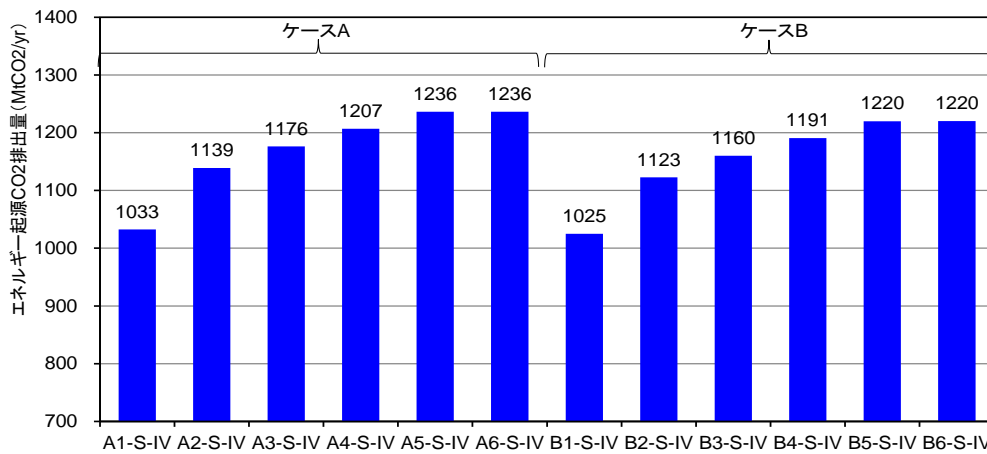


図 83 IEA WEO 2011 新政策シナリオ(シナリオ IV)における 2030 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

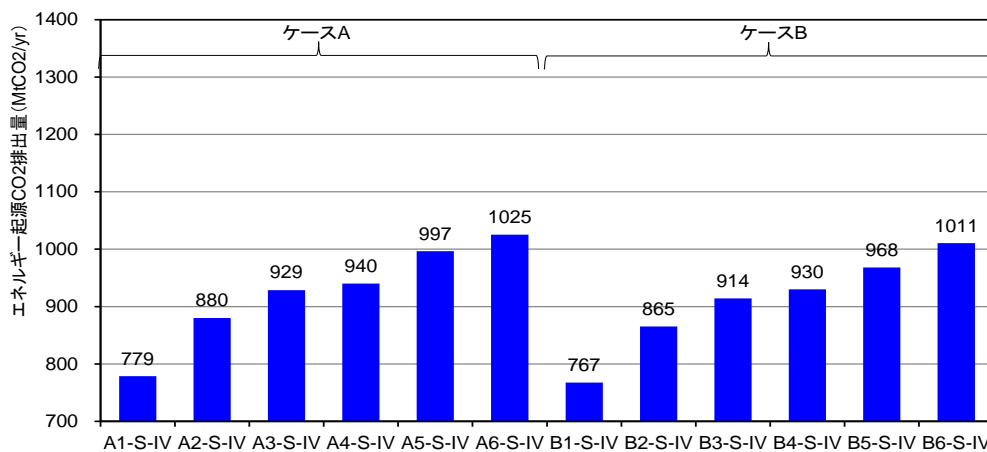


図 84 IEA WEO 2011 新政策シナリオ(シナリオ IV)における 2050 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量

f) CO₂ 排出シナリオ間の比較

以上示した日本のエネルギー起源 CO₂ 排出量について、CO₂ 排出シナリオ間（シナリオ I～IV）で比較したグラフを図 85 に示す。2020 年においては、原発電力量シェアが同じであればシナリオ I～IV の排出シナリオ間で大きな差異は見られない。しかし、2050 年に向かって、原発電力量シェアによる相違だけでなく、排出シナリオによる相違も大きくなる。その結果、例えば 550 ppm-CO₂eq.（シナリオ II）に相当する対策を行うとしても（炭素価格が 2030 年 45\$/tCO₂、2050 年 165\$/tCO₂ 程度）、原発が 2050 年にゼロになるようなシナリオの場合（シナリオ 6）には、原発が現状並み（シナリオ 2）で世界で 650 ppm-CO₂eq.（シナリオ III）を実現するとき予想される程度の CO₂ 排出削減しか期待できないことがわかる。

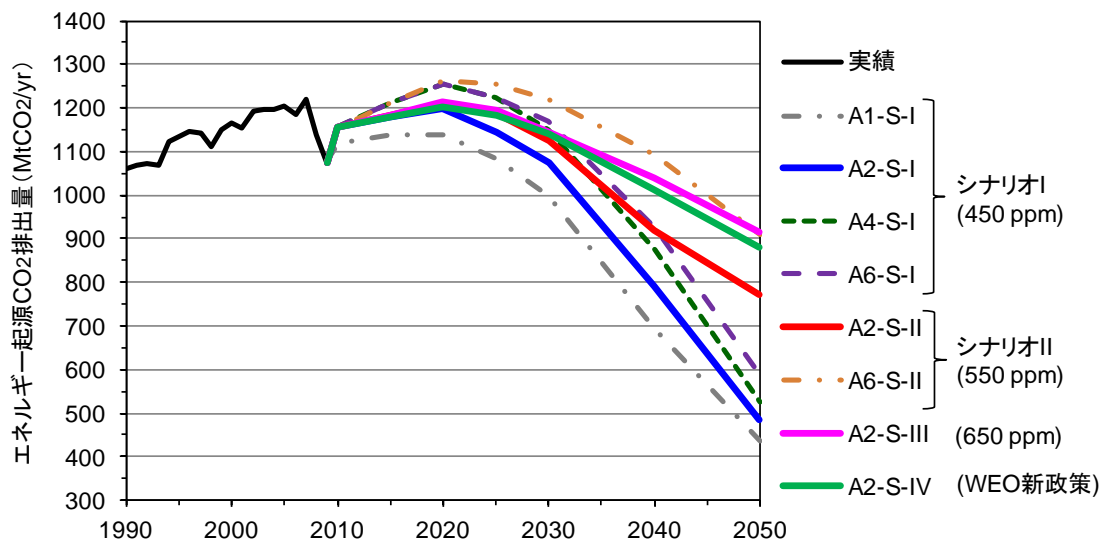


図 85 日本のエネルギー起源 CO₂ 排出量 (CO₂ 排出削減シナリオ間の比較)

(5) 付加価値変化・産業構造・産業リーケージ

原発の利用可能量によって、電力供給コストは変化し、また、CO₂ の削減目標によっても、電源構成を変化させた対応をとることになるため、電力供給コストは変化する。そして、それは、産業、家計に影響を及ぼし、場合によっては産業の国際的なリーケージをもたらすなどし、経済全体に波及的な影響が及ぶ。本項では産業分野に関連した指標への影響をまとめた。

企業も家庭も一定の予算制約の下で利益や効用（満足感）を最大化すべく行動している。単純化して言うならば、電気はどのような電源から作っても、消費段階で区別のつかない同じ電気であり、そういう意味では差異はない。よって、同じ 1kWh の電気は電源の種類に関わらず同じ効用しか生み出さないため、1kWh の電気の対価として支払うお金は安価な方が社会にとっては望ましい。なぜなら、高い電源を利用し、高い電気代を払うことになれば、本来、そのお金を、例えば機能が豊富な新しい携帯電話の購入や携帯電話サービス、レジャーなどに振り向けられ、そうできればもっと効用が増すからである。高価な再生可能エネルギーは、高い支払いがなされるわけなので、受け取る部分だけを見れば当然、雇用は増大する。しかし、正味で、長期で見れば、基本的には高い再生可能エネルギーの利用によって効用が減少する。効用の減少は、効用が得られる対価として支払うお金の減少につながる。それは所得の減少や雇用の減少となる。このように、高価なエネルギーは経済を悪い方向に誘導する。このような効果が経済モデル内で計算される。

a) Baseline ケース (CO₂ 排出制約無し)

表 9、10 にそれぞれ 2020 年、2030 年の部門別の付加価値変化と GDP 変化を示す。CO₂ 排出制約が無い場合、先に見たように石炭火力発電を中心に原発を代替し、石炭火力発電は原発と大きなコスト差がないため、とりわけ 2020 年については、多くの部門で付加価値変化はあまり大きなものではない。

表9 ベースラインケース（CO₂排出制約無し）における2020年の付加価値変化（マイナスはA1-baseline比減少）

原子力・ 節エネシナ リオ	2020年									
	エネルギー多消費産業					自動車 ・機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-baseline	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
A2-baseline	-0.2%	-0.4%	-0.2%	-0.3%	-0.3%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%
A3-baseline	-0.2%	-0.4%	-0.2%	-0.3%	-0.4%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%
A4-baseline	-0.4%	-0.6%	-0.3%	-0.5%	-0.6%	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.2%
A5-baseline	-0.4%	-0.7%	-0.3%	-0.5%	-0.6%	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.2%
A6-baseline	-0.4%	-0.7%	-0.3%	-0.5%	-0.6%	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.2%
B1-baseline	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	-0.2%	0.0%
B2-baseline	-0.3%	-0.3%	-0.2%	-0.1%	-0.4%	0.0%	-0.2%	0.0%	-0.3%	-0.1%
B3-baseline	-0.3%	-0.3%	-0.2%	-0.2%	-0.4%	0.0%	-0.2%	-0.1%	-0.3%	-0.1%
B4-baseline	-0.4%	-0.5%	-0.3%	-0.3%	-0.7%	0.0%	-0.3%	-0.1%	-0.3%	-0.2%
B5-baseline	-0.5%	-0.6%	-0.3%	-0.4%	-0.7%	0.0%	-0.3%	-0.1%	-0.3%	-0.2%
B6-baseline	-0.5%	-0.6%	-0.3%	-0.4%	-0.7%	0.0%	-0.3%	-0.1%	-0.3%	-0.2%

表10 ベースラインケース（CO₂排出制約無し）における2030年の付加価値変化（マイナスはA1-baseline比減少）

原子力・ 節エネシナ リオ	2030年									
	エネルギー多消費産業					自動車 ・機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-baseline	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
A2-baseline	-0.4%	-0.8%	-0.3%	-0.6%	-0.6%	-0.2%	-0.3%	-0.2%	-0.2%	-0.2%
A3-baseline	-0.5%	-1.0%	-0.4%	-0.7%	-0.8%	-0.2%	-0.4%	-0.2%	-0.2%	-0.2%
A4-baseline	-0.6%	-1.2%	-0.5%	-0.9%	-1.0%	-0.3%	-0.5%	-0.3%	-0.2%	-0.3%
A5-baseline	-0.7%	-1.4%	-0.5%	-1.0%	-1.2%	-0.3%	-0.5%	-0.3%	-0.2%	-0.3%
A6-baseline	-0.8%	-1.4%	-0.5%	-1.0%	-1.3%	-0.3%	-0.5%	-0.3%	-0.3%	-0.3%
B1-baseline	0.1%	0.3%	0.2%	0.2%	0.0%	0.3%	0.2%	0.2%	-0.1%	0.1%
B2-baseline	-0.4%	-0.5%	-0.2%	-0.4%	-0.7%	0.1%	-0.1%	0.0%	-0.2%	0.0%
B3-baseline	-0.5%	-0.8%	-0.2%	-0.5%	-0.9%	0.0%	-0.2%	0.0%	-0.3%	-0.1%
B4-baseline	-0.7%	-1.0%	-0.3%	-0.7%	-1.1%	0.0%	-0.3%	-0.1%	-0.3%	-0.1%
B5-baseline	-0.8%	-1.2%	-0.4%	-0.8%	-1.3%	-0.1%	-0.4%	-0.1%	-0.3%	-0.2%
B6-baseline	-0.8%	-1.2%	-0.4%	-0.9%	-1.3%	-0.1%	-0.4%	-0.1%	-0.3%	-0.2%

b) 450 ppm-CO₂eq シナリオ

CO₂排出抑制を想定した450ppm-CO₂eqシナリオ(排出削減目標シナリオI)では、原発の動向によって若干の差異が見られるものの、本研究では、世界全体でのコスト効率的な排出削減・濃度

安定化を想定したため、450 ppm-CO₂eq.目標のような大幅な排出削減であっても、少なくとも2020、2030年頃までの限界削減費用はあまり大きなものが必要でないために、このとき、日本の経済影響はさほど大きなものになるとは見られない。A1-S-Iでは2030年のGDPロスは0.1%である一方、例えば、A6-S-Iケースでは0.4%減程度である。450ppm-CO₂eq.シナリオで限界削減費用が100\$/tCO₂を超えて大きくなるのは2040年以降であり、2030年までの経済影響は比較的小さい。CO₂制約がある場合、原発比率が下がると、省エネ、再生可能エネルギーを増やしたとしても、化石燃料利用は増やさざるを得なくなるため、発電部門でのCO₂排出が増加し、結果、他の部門での削減が必要になる。そのため、とりわけ、原発利用が小さいケースでは、鉄鋼などのエネルギー多消費産業を中心に、付加価値の減少が若干大きくなる。

表11 450 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) における 2020 年の付加価値変化 (マイナスは A1-baseline 比減少)

原子力・ 節エネシナ リオ	2020 年									
	エネルギー多消費産業				自動車 ・機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)	
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-S-I	-1.4%	-0.8%	-0.3%	-1.3%	-1.2%	-0.5%	0.0%	0.2%	-0.3%	-0.1%
A2-S-I	-1.6%	-1.3%	-0.5%	-1.7%	-1.6%	-0.6%	-0.1%	0.1%	-0.4%	-0.2%
A3-S-I	-1.6%	-1.2%	-0.5%	-1.6%	-1.7%	-0.6%	-0.1%	0.1%	-0.3%	-0.2%
A4-S-I	-1.7%	-0.9%	-0.5%	-0.8%	-2.9%	-0.2%	-0.4%	0.0%	-0.3%	-0.2%
A5-S-I	-1.8%	-1.0%	-0.5%	-1.0%	-2.9%	-0.3%	-0.4%	0.0%	-0.3%	-0.2%
A6-S-I	-1.8%	-1.0%	-0.5%	-1.0%	-2.9%	-0.3%	-0.4%	0.0%	-0.3%	-0.2%
B2-S-I	-1.5%	-0.9%	-0.4%	-1.1%	-1.8%	-0.4%	-0.2%	0.1%	-0.4%	-0.2%
B4-S-I	-1.6%	-0.7%	-0.5%	-0.5%	-3.1%	-0.1%	-0.4%	0.0%	-0.5%	-0.2%
B6-S-I	-1.7%	-0.9%	-0.5%	-0.8%	-3.1%	-0.2%	-0.4%	0.0%	-0.6%	-0.2%

表12 450 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ I) における 2020 年の付加価値変化 (マイナスは A1-baseline 比減少)

原子力・ 節エネシナ リオ	2020 年									
	エネルギー多消費産業				自動車 ・機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)	
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-S-I	-1.7%	-0.6%	-0.3%	-0.5%	-1.4%	-0.3%	-0.3%	0.1%	0.1%	-0.1%
A2-S-I	-2.3%	-1.7%	-0.7%	-1.2%	-2.2%	-0.6%	-0.7%	-0.1%	0.0%	-0.3%
A3-S-I	-2.4%	-1.9%	-0.8%	-1.4%	-2.6%	-0.6%	-0.8%	-0.2%	0.1%	-0.3%
A4-S-I	-2.4%	-1.7%	-0.9%	-1.2%	-3.8%	-0.4%	-1.0%	-0.3%	0.1%	-0.3%
A5-S-I	-2.7%	-2.0%	-1.0%	-1.5%	-4.0%	-0.4%	-1.1%	-0.4%	0.1%	-0.4%
A6-S-I	-2.7%	-2.1%	-1.0%	-1.6%	-4.1%	-0.4%	-1.2%	-0.4%	0.1%	-0.4%
B2-S-I	-2.2%	-1.4%	-0.6%	-1.0%	-2.5%	-0.4%	-0.6%	0.0%	0.0%	-0.1%
B4-S-I	-2.3%	-1.4%	-0.7%	-1.1%	-4.0%	-0.2%	-0.9%	-0.2%	0.0%	-0.2%
B6-S-I	-2.6%	-1.9%	-0.9%	-1.4%	-4.3%	-0.2%	-1.0%	-0.2%	0.0%	-0.3%

c) 550 ppm-CO₂eq シナリオ

550 ppm-CO₂eq(排出削減目標シナリオ II)では、2020年においてエネルギー多消費産業が A1-ベースラインケース比で、0.5～1.0%あまりの付加価値損失となる。ただし、総付加価値（GDP）ロス は 0.1～0.2%程度に留まると見られる。2030年ではエネルギー多消費産業で 1.0～1.6%あまり、GDP ロスは 0.1～0.4%程度と予想される。

表 13 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ II) における 2020 年の付加価値変化 (マイナスは A1-baseline 比減少)

原子力・ 節エネシナ リオ	2020 年									
	エネルギー多消費産業					自動車 ・ 機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-S-II	-1.0%	0.0%	-0.2%	0.4%	-2.7%	0.3%	-0.3%	0.1%	-0.4%	-0.1%
A2-S-II	-1.3%	-0.3%	-0.3%	-0.3%	-2.5%	0.0%	-0.3%	0.0%	-0.3%	-0.1%
A4-S-II	-0.5%	-0.8%	-0.3%	-0.6%	-0.8%	-0.3%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.2%
A6-S-II	-0.5%	-0.8%	-0.3%	-0.7%	-0.9%	-0.3%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.2%
B2-S-II	-0.8%	-0.3%	-0.2%	-0.1%	-1.5%	0.0%	-0.3%	0.0%	-0.1%	-0.1%
B4-S-II	-0.5%	-0.7%	-0.3%	-0.4%	-0.9%	-0.2%	-0.3%	-0.1%	-0.3%	-0.2%
B6-S-II	-0.6%	-0.7%	-0.3%	-0.5%	-0.9%	-0.2%	-0.3%	-0.1%	-0.3%	-0.2%

表 14 550 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ II) における 2030 年の付加価値変化 (マイナスは A1-baseline 比減少)

原子力・ 節エネシナ リオ	2030 年									
	エネルギー多消費産業					自動車 ・ 機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-S-II	-1.4%	-0.4%	-0.3%	-0.2%	-3.3%	0.3%	-0.5%	-0.1%	0.2%	0.0%
A2-S-II	-1.6%	-0.3%	-0.3%	-0.2%	-3.0%	0.3%	-0.6%	-0.3%	0.1%	-0.2%
A4-S-II	-1.0%	-1.9%	-0.7%	-1.4%	-1.5%	-0.7%	-0.6%	-0.3%	-0.1%	-0.3%
A6-S-II	-1.2%	-2.2%	-0.8%	-1.7%	-1.8%	-0.8%	-0.8%	-0.3%	-0.1%	-0.4%
B2-S-II	-1.2%	-0.7%	-0.3%	-0.5%	-1.9%	-0.1%	-0.4%	0.0%	0.0%	-0.1%
B4-S-II	-1.0%	-1.6%	-0.6%	-1.2%	-1.5%	-0.5%	-0.5%	-0.1%	-0.2%	-0.2%
B6-S-II	-1.2%	-1.9%	-0.7%	-1.4%	-1.8%	-0.6%	-0.6%	-0.1%	-0.2%	-0.3%

d) 650 ppm-CO₂eq シナリオ

650 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ III)では、2020年においてエネルギー多消費産業が A1-ベースラインケース比で、0.0～0.6%あまりの付加価値損失となる。ただし、総付加価値（GDP）ロス は 0.0～0.2%程度に留まると見られる。2030年ではエネルギー多消費産業で 0.0～0.4%あまり、GDP ロスは 0.0～0.4%程度と予想される。

表 15 650 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ III) における 2020 年の付加価値変化 (マイナスは A1-baseline 比減少)

原子力・ 節エネシナ リオ	2020 年									
	エネルギー多消費産業					自動車 ・機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-S-III	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
A2-S-III	-0.2%	-0.4%	-0.2%	-0.3%	-0.3%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%
A4-S-III	-0.5%	-0.6%	-0.3%	-0.4%	-0.8%	-0.2%	-0.3%	-0.2%	-0.1%	-0.2%
A6-S-III	-0.6%	-0.8%	-0.4%	-0.6%	-0.9%	-0.3%	-0.3%	-0.2%	0.0%	-0.2%

表 16 650 ppm-CO₂eq シナリオ (シナリオ III) における 2030 年の付加価値変化 (マイナスは A1-baseline 比減少)

原子力・ 節エネシナ リオ	2030 年									
	エネルギー多消費産業					自動車 ・機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-S-III	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
A2-S-III	-0.4%	-0.8%	-0.3%	-0.6%	-0.6%	-0.2%	-0.3%	-0.2%	-0.2%	-0.2%
A4-S-III	-0.9%	-1.4%	-0.6%	-1.0%	-1.3%	-0.4%	-0.6%	-0.3%	-0.1%	-0.3%
A6-S-III	-1.3%	-2.2%	-0.9%	-1.7%	-1.6%	-0.9%	-0.8%	-0.3%	-0.1%	-0.4%

e) IEA WEO 2011 新政策シナリオ

IEA WEO 2011 新政策シナリオ(排出削減目標シナリオ IV)では、2020 年においてエネルギー多消費産業が A1-ベースラインケース比で、0.5~1%あまりの付加価値損失となる。ただし、総付加価値 (GDP) ロスは 0.1~0.2%程度に留まると見られる。2030 年ではエネルギー多消費産業で 1.5%あまり、GDP ロスは 0.3~0.5%程度と予想される。

表 17 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (シナリオ IV) における 2020 年の付加価値変化 (マイナスは A1-baseline 比減少)

原子力・ 節エネシナ リオ	2030 年									
	エネルギー多消費産業					自動車 ・ 機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-S-IV	-0.5%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.7%	-0.4%	-0.1%	0.2%	0.0%	0.0%
A2-S-IV	-0.7%	-0.7%	-0.3%	-0.4%	-1.0%	-0.6%	-0.2%	0.1%	-0.1%	-0.1%
A3-S-IV	-0.7%	-0.7%	-0.4%	-0.5%	-1.1%	-0.6%	-0.2%	0.1%	-0.1%	-0.1%
A4-S-IV	-0.8%	-0.9%	-0.5%	-0.6%	-1.3%	-0.6%	-0.3%	0.0%	-0.1%	-0.2%
A5-S-IV	-0.9%	-1.0%	-0.5%	-0.7%	-1.4%	-0.6%	-0.3%	0.0%	-0.1%	-0.2%
A6-S-IV	-0.9%	-1.0%	-0.5%	-0.7%	-1.4%	-0.6%	-0.3%	0.0%	-0.1%	-0.2%
B1-S-IV	-0.5%	-0.2%	-0.2%	0.0%	-0.9%	-0.3%	-0.1%	0.2%	-0.2%	0.0%
B2-S-IV	-0.7%	-0.8%	-0.3%	-0.5%	-1.1%	-0.6%	-0.3%	0.2%	-0.2%	-0.1%
B3-S-IV	-0.7%	-0.7%	-0.3%	-0.4%	-1.2%	-0.4%	-0.3%	0.1%	-0.3%	-0.1%
B4-S-IV	-0.9%	-0.9%	-0.4%	-0.5%	-1.4%	-0.5%	-0.4%	0.1%	-0.3%	-0.2%
B5-S-IV	-0.9%	-1.0%	-0.5%	-0.6%	-1.5%	-0.6%	-0.4%	0.0%	-0.3%	-0.2%
B6-S-IV	-0.9%	-1.0%	-0.5%	-0.6%	-1.5%	-0.6%	-0.4%	0.1%	-0.3%	-0.2%

表 18 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (シナリオ IV) における 2030 年の付加価値変化 (マイナスは A1-baseline 比減少)

原子力・ 節エネシナ リオ	2030 年									
	エネルギー多消費産業					自動車 ・ 機械	輸送	サービ ス	その他	産業計 (GDP)
	鉄鋼	化学	非金属	紙パ						
A1-S-IV	-1.0%	-1.3%	-0.6%	-1.1%	-0.7%	-1.3%	-0.4%	0.1%	0.3%	-0.1%
A2-S-IV	-1.4%	-2.3%	-1.0%	-1.8%	-1.4%	-1.7%	-0.7%	-0.1%	0.2%	-0.3%
A3-S-IV	-1.5%	-2.5%	-1.1%	-2.0%	-1.6%	-1.8%	-0.8%	-0.1%	0.1%	-0.4%
A4-S-IV	-1.7%	-2.7%	-1.2%	-2.2%	-1.8%	-1.8%	-0.9%	-0.2%	0.1%	-0.4%
A5-S-IV	-1.8%	-3.0%	-1.2%	-2.3%	-2.0%	-1.9%	-1.0%	-0.2%	0.1%	-0.5%
A6-S-IV	-1.8%	-2.9%	-1.2%	-2.3%	-2.1%	-1.8%	-1.0%	-0.2%	0.1%	-0.5%
B1-S-IV	-1.0%	-1.1%	-0.5%	-1.0%	-0.9%	-1.1%	-0.3%	0.3%	0.2%	0.0%
B2-S-IV	-1.5%	-2.5%	-1.0%	-2.0%	-1.4%	-1.9%	-0.7%	0.1%	0.0%	-0.3%
B3-S-IV	-1.5%	-2.2%	-0.9%	-1.7%	-1.6%	-1.4%	-0.7%	0.1%	0.0%	-0.3%
B4-S-IV	-1.6%	-2.5%	-1.0%	-2.0%	-1.9%	-1.6%	-0.8%	0.0%	0.0%	-0.3%
B5-S-IV	-1.7%	-2.8%	-1.1%	-2.2%	-2.1%	-1.7%	-0.9%	0.0%	-0.1%	-0.4%
B6-S-IV	-1.8%	-2.9%	-1.1%	-2.2%	-2.1%	-1.7%	-0.9%	0.0%	-0.1%	-0.4%

図 86 には、450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ I)における鉄鋼部門における 2020 年の地域別付加価値額変化を示す。日本や中国を中心に、世界全体で付加価値額の減少が生じる。ある特定地域にのみ厳しい制約が設けられた場合には炭素リーケージが見られるが(「中長期の電力供給と地球温暖化対策の分析・評価」参照)、本分析のシナリオでは世界全体の排出量に制約がかかっており、各国の限界削減費用が均等化するような費用効率的な削減を想定しているため、原発動向の影響にかかわらず、本分析では明確な産業リーケージは見られない。「中長期の電力供給と地球温暖化対策の分析・評価」報告で分析した日本が 2020 年に 1990 年比▲8%のケース(他国はコペンハーゲン合意)では原発縮小ケースでは日本の鉄鋼部門の付加価値ロスが 0.5 billion \$/yr 程度、脱原発ケースでは 1.5 billion \$/yr 程度であったが、世界全体で削減への取り組みがなされるとした本分析ケースでは、鉄鋼部門の付加価値損失は大きく低減される。

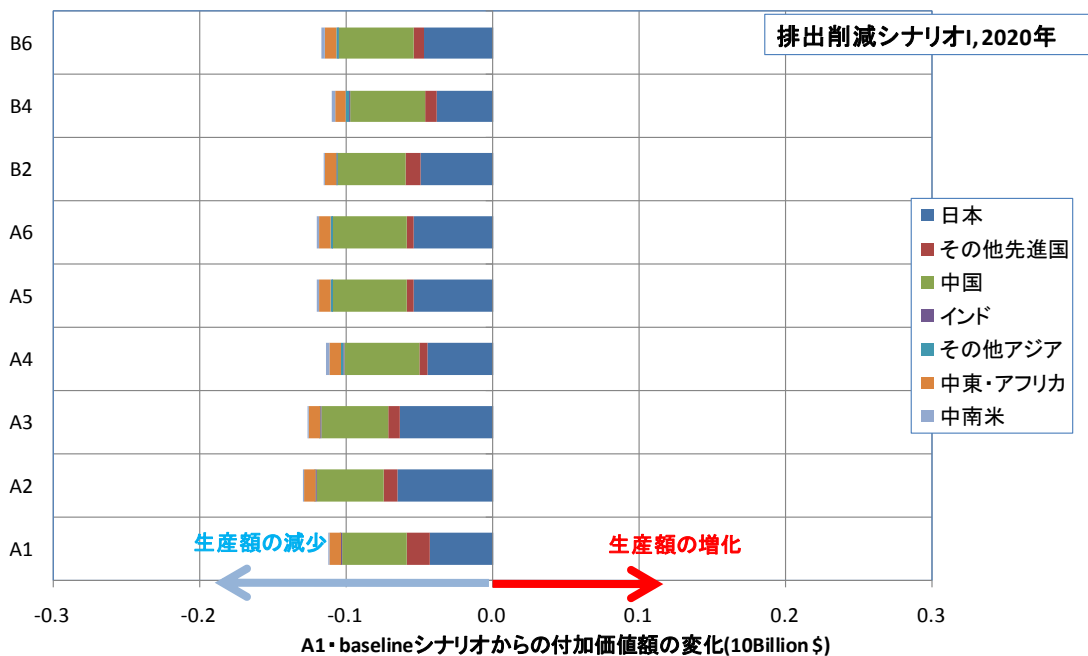


図 86 450 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ I) における 2020 年の鉄鋼部門の地域別付加価値額変化

(6) 可処分所得・失業率・家計消費

本項では、家計に関係の深い指標を整理した。

[I] 可処分所得

可処分所得は、労働賃金、配当などの所得の合計から、所得税、社会保険料などを差し引いた所得であり、購買力に大きな影響をもたらすとされている。表 19 に各ケースの可処分所得を A1-ベースラインケース比で示す。先の GDP 同様、CO₂ 排出抑制の無い baseline ケースでは、2020 年では 0.1~0.2% 程度の低減に収まっている。CO₂ 排出抑制を考慮したシナリオ I~III では、原発の動向が、可処分所得に若干の影響を及ぼす。

表 19 各ケースにおける可処分所得の変化(A1-ベースライン比) (マイナスはベースラインケース比減少)

CO ₂ 抑制 原子力・ 節エネ シナリオ	Baseline (CO ₂ 抑制無し)		シナリオ I (450ppm-CO ₂ eq.)		シナリオ II (550ppm-CO ₂ eq.)		シナリオ III (650ppm-CO ₂ eq.)		シナリオ IV (2020年 30\$/tCO ₂ , 2030年 40\$/tCO ₂)	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030
A1	—	—	-0.1%	-0.1%	-0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.2%
A2	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.3%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.2%	-0.1%	-0.4%
A3	-0.2%	-0.3%	-0.2%	-0.4%	—	—	—	—	-0.1%	-0.5%
A4	-0.2%	-0.3%	-0.3%	-0.4%	-0.2%	-0.4%	-0.2%	-0.4%	-0.2%	-0.6%
A5	-0.2%	-0.4%	-0.3%	-0.5%	—	—	—	—	-0.2%	-0.6%
A6	-0.2%	-0.4%	-0.3%	-0.5%	-0.2%	-0.5%	-0.2%	-0.5%	-0.2%	-0.6%
B1	0.0%	0.2%	—	—	—	—	—	—	0.0%	0.0%
B2	-0.1%	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.1%	—	—	-0.1%	-0.4%
B3	-0.1%	-0.1%	—	—	—	—	—	—	-0.1%	-0.3%
B4	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.3%	-0.2%	-0.3%	—	—	-0.2%	-0.4%
B5	-0.2%	-0.2%	—	—	—	—	—	—	-0.2%	-0.5%
B6	-0.2%	-0.2%	-0.3%	-0.3%	-0.2%	-0.3%	—	—	-0.2%	-0.5%

[II] 失業率

DEARS モデルは完全雇用を想定しており、モデルで内生的に失業率を算定することはできない。しかし、失業率は重要な指標であるため、ここでは簡便な方法で失業率を概算した(付録 B 参照)。ベースラインケースでは、原発の低減は、マクロにみると、失業率に若干の上昇をもたらす程度に留まる。排出削減目標シナリオ I~IV をみても、原発の低減は、マクロにみると、失業率に若干の上昇をもたらす程度であり、2030 年 A6-S-I においても概ね+0.1%程度の増加にとどまる。

なお、参考までに図 87 に過去の日本における失業率の推移を示す。1980 年代から 1990 年代前半の失業率から、2000 年代に入るところからの失業率との差は、2%程度である。

表 20 各ケースにおける失業率（A1-ベースラインの失業率は 4.4%で将来一定と仮定）

CO ₂ 抑制 原子力・ 節エネ シナリオ	Baseline (CO ₂ 抑制無し)		シナリオ I (450ppm-CO ₂ eq.)		シナリオ II (550ppm-CO ₂ eq.)		シナリオ III (650ppm-CO ₂ eq.)		シナリオ IV (2020年 30\$/tCO ₂ , 2030年 40\$/tCO ₂)	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030
A1	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%
A2	4.4%	4.5%	4.5%	4.5%	4.4%	4.5%	4.4%	4.5%	4.4%	4.5%
A3	4.4%	4.5%	4.5%	4.5%	—	—	—	—	4.4%	4.5%
A4	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.4%	4.5%	4.4%	4.6%
A5	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	—	—	—	—	4.5%	4.6%
A6	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.6%
B1	4.4%	4.4%	—	—	—	—	—	—	4.4%	4.4%
B2	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	—	—	4.4%	4.5%
B3	4.4%	4.4%	—	—	—	—	—	—	4.4%	4.5%
B4	4.4%	4.5%	4.5%	4.5%	4.4%	4.5%	—	—	4.4%	4.5%
B5	4.5%	4.5%	—	—	—	—	—	—	4.4%	4.5%
B6	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	—	—	4.4%	4.5%

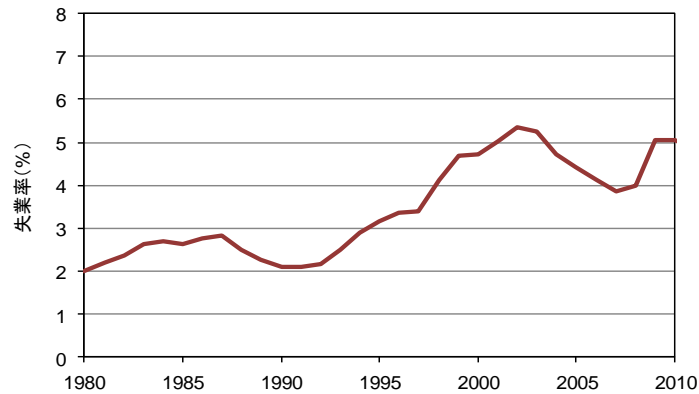


図 87 過去の日本における失業率の推移（出典：IMF, 2011）

[III] 家計消費

可処分所得は消費と貯蓄に回る。ここでは、家計消費がどのように変化するか、どの消費の変化が大きいのかについて評価を行った。

a) ベースラインケース（CO₂ 排出制約無し）

家計消費の変化を見ると、ベースラインではケースによってあまり大きな変化はないものの、住居関連費は、電気代の上昇によって若干大きくなる一方、他の消費は若干抑制される傾向が見られる。

表 21 ベースラインケース (CO₂排出制約無し) における 2020 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2020 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-baseline	—	—	—	—	—	—	—
A2-baseline	0.0%	-0.1%	0.5%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.1%
A3-baseline	0.0%	-0.2%	0.6%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.1%
A4-baseline	-0.1%	-0.2%	0.9%	0.0%	-0.2%	-0.2%	-0.1%
A5-baseline	-0.1%	-0.3%	1.0%	0.0%	-0.2%	-0.2%	-0.1%
A6-baseline	-0.1%	-0.3%	1.0%	0.0%	-0.2%	-0.2%	-0.1%
B1-baseline	-0.1%	0.1%	-2.1%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%
B2-baseline	-0.1%	0.0%	-1.6%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.2%
B3-baseline	-0.1%	0.0%	-1.5%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.2%
B4-baseline	-0.2%	-0.1%	-1.2%	0.0%	-0.2%	-0.2%	-0.2%
B5-baseline	-0.2%	-0.1%	-1.2%	0.0%	-0.2%	-0.2%	-0.2%
B6-baseline	-0.2%	-0.1%	-1.2%	0.0%	-0.2%	-0.2%	-0.2%

表 22 ベースラインケース (CO₂排出制約無し) における 2030 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2030 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-baseline	—	—	—	—	—	—	—
A2-baseline	0.0%	-0.3%	1.0%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.1%
A3-baseline	0.0%	-0.4%	1.3%	-0.2%	-0.2%	-0.3%	-0.1%
A4-baseline	0.0%	-0.5%	1.6%	-0.2%	-0.3%	-0.3%	-0.2%
A5-baseline	0.0%	-0.6%	1.8%	-0.2%	-0.3%	-0.4%	-0.2%
A6-baseline	0.0%	-0.6%	1.9%	-0.2%	-0.3%	-0.4%	-0.2%
B1-baseline	0.0%	0.4%	-2.0%	0.3%	0.2%	0.6%	0.1%
B2-baseline	0.0%	0.2%	-1.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%
B3-baseline	0.0%	0.0%	-0.8%	0.1%	-0.1%	0.0%	-0.1%
B4-baseline	0.0%	-0.1%	-0.5%	0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%
B5-baseline	0.0%	-0.1%	-0.3%	0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.1%
B6-baseline	0.0%	-0.1%	-0.2%	0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.1%

a) 450 ppm-CO₂eq シナリオ

450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ I)では、2030 年では、原発がエネルギー基本計画並みの A1 ケースに比べて、電気代が含まれる住居関連費が若干大きくなり、一方、衣料費や自動車関連費、教養娯楽費などがやや減少すると見られる。2030 年で 0.2~0.8%程度の家計消費の低減となる。原発の動向は、産業に影響を与え、可処分所得を変化させ、また、電気代の支出増によって、両者が影響し、他の消費を抑制する。複合的な影響が及ぶことがわかる。

表 23 450 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ I) における 2020 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2020 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-S-I	0.2%	-0.1%	0.4%	0.0%	0.6%	-1.4%	0.2%
A2-S-I	0.2%	-0.1%	0.4%	0.0%	0.6%	-1.4%	0.2%
A3-S-I	0.2%	-0.1%	0.9%	0.0%	0.5%	-1.7%	0.2%
A4-S-I	-0.5%	-0.6%	0.4%	0.0%	0.2%	-2.1%	-0.3%
A5-S-I	-0.4%	-0.6%	0.6%	0.0%	0.2%	-2.2%	-0.2%
A6-S-I	-0.4%	-0.6%	0.6%	0.0%	0.2%	-2.2%	-0.2%
B2-S-I	0.1%	-0.1%	-1.4%	0.0%	0.3%	-1.8%	-0.1%
B4-S-I	-0.7%	-0.4%	-1.9%	0.0%	0.2%	-2.0%	-0.4%
B6-S-I	-0.6%	-0.4%	-1.7%	0.0%	0.2%	-2.0%	-0.3%

表 24 450 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ I) における 2030 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2030 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-S-I	0.0%	-0.9%	0.1%	-0.1%	0.2%	-2.2%	-0.2%
A2-S-I	0.0%	-0.9%	0.1%	-0.1%	0.2%	-2.2%	-0.2%
A3-S-I	0.0%	-1.2%	1.2%	-0.4%	0.1%	-2.8%	-0.4%
A4-S-I	0.0%	-3.8%	0.3%	-0.5%	-0.5%	-3.0%	-0.8%
A5-S-I	0.0%	-3.6%	0.8%	-0.5%	-0.5%	-3.2%	-0.8%
A6-S-I	0.0%	-3.7%	1.0%	-0.5%	-0.5%	-3.1%	-0.8%
B2-S-I	0.0%	-1.2%	-1.0%	-0.1%	0.1%	-2.7%	-0.4%
B4-S-I	0.0%	-3.5%	-2.0%	-0.2%	-0.3%	-2.6%	-0.7%
B6-S-I	0.0%	-3.4%	-1.3%	-0.2%	-0.3%	-2.7%	-0.7%

b) 550 ppm-CO₂eq シナリオ

550 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ II)では、ベースラインケースよりも家計消費の低減は若干大きくなるものの、その低減度合いは小さく、2030 年で 0.3~0.7%程度の家計消費の低減となる。

表 25 550 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ II) における 2020 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2020 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-S-II	-0.8%	-0.3%	0.9%	0.0%	0.1%	-1.4%	-0.3%
A2-S-II	-0.5%	-0.5%	0.0%	0.0%	0.1%	-1.5%	-0.2%
A4-S-II	-0.1%	-0.3%	0.8%	0.0%	-0.2%	-0.8%	-0.2%
A6-S-II	0.0%	-0.3%	0.9%	0.0%	-0.2%	-0.8%	-0.2%
B2-S-II	-0.1%	-0.1%	-1.8%	0.0%	-0.1%	-1.3%	-0.3%
B4-S-II	-0.2%	-0.2%	-1.4%	0.0%	-0.2%	-0.8%	-0.3%
B6-S-II	-0.6%	-0.4%	-1.7%	0.0%	0.2%	-2.0%	-0.3%

表 26 550 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ II) における 2030 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2030 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-S-II	0.0%	-3.0%	1.7%	0.2%	-0.3%	-1.4%	-0.4%
A2-S-II	0.0%	-3.0%	-0.6%	0.3%	-0.5%	-1.7%	-0.6%
A4-S-II	0.0%	-1.5%	1.4%	-0.5%	-0.2%	-1.7%	-0.4%
A6-S-II	0.0%	-1.6%	1.9%	-0.5%	-0.2%	-1.7%	-0.4%
B2-S-II	0.0%	-1.3%	-1.7%	0.2%	-0.1%	-1.7%	-0.4%
B4-S-II	0.0%	-1.1%	-0.8%	-0.2%	0.0%	-1.5%	-0.3%
B6-S-II	0.0%	-3.4%	-1.3%	-0.2%	-0.3%	-2.7%	-0.7%

c) 650 ppm-CO₂eq シナリオ

650 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ III)では、ベースラインケースよりも家計消費の低減は若干大きくなるものの、その低減度合いは小さく、2030 年で 0~0.5%程度の家計消費の低減となる。

表 27 650 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ III) における 2020 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2020 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-S-III	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
A2-S-III	0.0%	-0.1%	0.5%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.1%
A4-S-III	-0.1%	-0.6%	0.8%	0.0%	-0.2%	-0.8%	-0.2%
A6-S-III	-0.1%	-0.3%	0.9%	0.0%	-0.2%	-1.3%	-0.3%

表 28 650 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ III) における 2030 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2030 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-S-II	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
A2-S-II	0.0%	-0.3%	1.0%	-0.2%	-0.2%	-0.1%	-0.1%
A4-S-II	0.0%	-1.5%	1.2%	-0.3%	-0.3%	-1.3%	-0.4%
A6-S-II	0.0%	-1.6%	1.7%	-0.8%	-0.2%	-2.3%	-0.5%

d) IEA WEO 2011 新政策シナリオ

IEA WEO 2011 新政策シナリオ(排出削減目標シナリオ IV)では、ベースラインケースよりも家計消費の低減は若干大きくなるものの、その低減度合いは小さく、2030 年で 0.5~0.7%程度の家計消費の低減となる。

表 29 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (排出削減目標シナリオ IV) における 2020 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2020 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-S-IV	-0.4%	0.1%	-0.5%	0.0%	0.3%	-2.2%	-0.2%
A2-S-IV	-0.5%	0.1%	0.1%	0.0%	0.2%	-2.5%	-0.3%
A3-S-IV	-0.4%	0.1%	0.1%	0.0%	0.2%	-2.6%	-0.3%
A4-S-IV	-0.5%	0.0%	0.4%	0.0%	0.1%	-2.6%	-0.3%
A5-S-IV	-0.5%	0.0%	0.5%	0.0%	0.1%	-2.7%	-0.4%
A6-S-IV	-0.5%	0.0%	0.5%	0.0%	0.1%	-2.6%	-0.3%
B1-S-IV	-0.5%	0.2%	-2.7%	0.0%	0.3%	-2.2%	-0.3%
B2-S-IV	-0.5%	0.5%	-2.1%	0.0%	0.3%	-2.8%	-0.3%
B3-S-IV	-0.5%	0.2%	-2.1%	0.0%	0.2%	-2.3%	-0.3%
B4-S-IV	-0.6%	0.2%	-1.7%	0.0%	0.1%	-2.5%	-0.4%
B5-S-IV	-0.6%	0.1%	-1.7%	0.0%	0.1%	-2.6%	-0.4%
B6-S-IV	-0.6%	0.2%	-1.7%	0.0%	0.1%	-2.6%	-0.4%

表 30 IEA WEO 2011 新政策シナリオ (排出削減目標シナリオ IV) における 2030 年の家計消費変化 (マイナスは A1-ベースライン比減少)

原子力・節エネ シナリオ	2030 年						
	食料費	衣料費	住居 関連費	自動車 関連費	教養娯楽 費	その他	全部門計(総 家計消費額)
A1-S-IV	0.0%	-2.1%	-1.3%	-0.5%	0.3%	-4.3%	-0.6%
A2-S-IV	0.0%	-2.3%	-0.3%	-0.9%	0.2%	-4.9%	-0.7%
A3-S-IV	0.0%	-2.5%	-0.1%	-0.9%	0.1%	-5.1%	-0.8%
A4-S-IV	0.0%	-2.7%	0.2%	-1.0%	0.1%	-5.2%	-0.8%
A5-S-IV	0.0%	-2.8%	0.4%	-1.0%	0.0%	-5.2%	-0.9%
A6-S-IV	0.0%	-2.8%	0.5%	-1.0%	0.0%	-5.1%	-0.8%
B1-S-IV	0.0%	-2.1%	-3.5%	-0.3%	0.5%	-4.2%	-0.5%
B2-S-IV	-0.2%	-2.0%	-2.4%	-1.0%	0.5%	-5.5%	-0.7%
B3-S-IV	0.0%	-2.0%	-2.2%	-0.5%	0.3%	-4.5%	-0.6%
B4-S-IV	0.0%	-2.2%	-1.9%	-0.6%	0.2%	-4.7%	-0.7%
B5-S-IV	0.0%	-2.3%	-1.7%	-0.8%	0.2%	-4.9%	-0.7%
B6-S-IV	0.0%	-2.3%	-1.6%	-0.7%	0.2%	-4.9%	-0.7%

(7) 総合評価

[I] 各排出シナリオ別の原発動向・節エネ動向による比較評価

以上の指標のうち代表的なものを一覧表として整理した。表 31、32 はベースライン (CO₂ 排出制約無し) の 2020 年、2030 年である。表 33、34 は 450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ I)、表 35、表 36 は 550 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ II)、表 37、表 38 は IEA WEO 2011 新政策シナリオ(排出削減目標シナリオ IV)について、2020 年、2030 年の結果をそれぞれ示している。

表 34(450 ppm-CO₂eq シナリオ)の 2030 年で見ると、原発のシェアが A2-S-I の 26%から A5-S-I の 11%に 15%程度減少するとき、A2-S-I 比で、エネルギーシステム総コスト増は年間 3000 億円あまり、電力価格は 0.5 円/kWh 程度、発電用化石燃料の輸入増額増が年間 8000 億円程度上昇し、CO₂ の排出量は 95MtCO₂/yr 程度増加する。また、GDP は A2-S-I ケースよりも更に 0.1%ポイント程度低減、可処分所得は 0.2%ポイント程度低減、失業率は 0.05%ポイント程度増加が見込まれる。

表 31 ベースライン (CO₂ 排出制約無し) における 2020 年の原発見通しの違いによる各種指標

	原子力発電 電力量シェア	エネルギーシステム総コスト増分 (billion US\$/yr)*	電力価格 上昇 (\$/MWh)*	発電用化石燃料 輸入額増分 (billion US\$/yr)*	エネルギーセキュリティ (石油、ガス 輸入の脆弱度)*	CO ₂ 排出量変化 (MtCO ₂ /yr)* 括弧内は KP 基準 GHG 排出量比	GDP 変化*	エネルギー多 消費産業 付加価値 額変化*	可処分 所得変化*	失業率 変化*
シナリオ A										
1) 原子力：エネルギー基本計画どおり	2020年: 37% (2030: 43%) (2050: 45%)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2) 現状規模 (30%相当、4615 万 kW) 維持 (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 26%) (2050: 27%)	+1.4 (1200 億円/年)	+6 (0.5 円/kWh)	+5.7 (4900 億円/年)	+1%	+66.4 (+5.3%)	-0.1%	-0.2%	-0.1%	+0.03%
3) 20%相当、3077 万 kW (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 26% (2030: 20%) (2050: 18%)	+1.5 (1300 億円/年)	+11 (0.9 円/kWh)	+5.9 (5000 億円/年)	-0%	+67.8 (+5.4%)	-0.1%	-0.2%	-0.2%	+0.03%
4) 20%相当、3077 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 15%) (2050: 15%)	+3.3 (2800 億円/年)	+15 (1.3 円/kWh)	+12.5 (1.1 兆円/年)	+5%	+128.6 (+10.2%)	-0.2%	-0.4%	-0.2%	+0.05%
5) 10%相当、1538 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 10%) (2050: 8%)	+3.3 (2800 億円/年)	+16 (1.3 円/kWh)	+12.4 (1.1 兆円/年)	+3%	+128.5 (+10.2%)	-0.2%	-0.4%	-0.2%	+0.05%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 10%) (2050: 0%)	+3.3 (2800 億円/年)	+15 (1.3 円/kWh)	+12.4 (1.1 兆円/年)	+4%	+128.5 (+10.2%)	-0.2%	-0.4%	-0.2%	+0.05%
シナリオ B										
2) 現状規模 (30%相当、4615 万 kW) 維持 (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 26%) (2050: 27%)	-1.1 (-900 億円/年)	+6 (0.5 円/kWh)	+3.8 (3300 億円/年)	+1%	+48.8 (+3.9%)	-0.1%	-0.3%	-0.1%	+0.03%
4) 20%相当、3077 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 15%) (2050: 15%)	+1.0 (900 億円/年)	+15 (1.3 円/kWh)	+10.5 (9000 億円/年)	+6%	+110.8 (+8.8%)	-0.2%	-0.4%	-0.2%	+0.05%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 10%) (2050: 0%)	+1.0 (900 億円/年)	+15 (1.3 円/kWh)	+10.7 (9200 億円/年)	+4%	+111.9 (+8.9%)	-0.2%	-0.5%	-0.2%	+0.05%

*原子力がエネルギー基本計画通りの CO₂ 排出抑制無しケース (A1-ベースラインケース) からの差

注) 円ドル換算については、1 US\$=85.74 円 (2010 年度平均) を用いている。

【2020 年の原発電電力量シェア】 : 30% 以上、 : 20~30%、 : 10~20%、 : 10% 未満

表 32 ベースライン (CO₂排出制約無し) における 2030 年の原発見通しの違いによる各種指標

	原子力発電 電力量シェア	エネルギーシステム総コ スト増分 (billion US\$/yr)*	電力価格 上昇 (\$/MWh)*	発電用化石燃 料輸入額増分 (billion US\$/yr)*	エネルギーセキュ リティ (石油、ガ ス輸入の脆 弱度) *	CO ₂ 排出量変化 (MtCO ₂ /yr)* 括弧内は KP 基準 GHG 排出量比	GDP 変化*	エネルギー多 消費産業 付加価値 額変化*	可処分 所得変 化*	失業率 変化*
シナリオ A										
1) 原子力：エネルギー基本計画どおり	(2020: 37%) 2030 年: 43% (2050: 45%)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2) 現状規模 (30% 相当、4615 万 kW) 維持 (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 26% (2050: 27%)	+5.9 (5100 億円/年)	-7 (-0.6 円/kWh)	+12.3 (1.1 兆円/年)	+8%	+108.8 (+8.6%)	-0.2%	-0.4%	-0.2%	+0.06%
3) 20% 相当、3077 万 kW (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 26%) 2030 年: 20% (2050: 18%)	+6.8 (5900 億円/年)	-2 (-0.2 円/kWh)	+16.3 (1.4 兆円/年)	+10%	+145.3 (+11.5%)	-0.2%	-0.5%	-0.3%	+0.08%
4) 20% 相当、3077 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 15% (2050: 15%)	+8.9 (7600 億円/年)	+3 (0.2 円/kWh)	+19.6 (1.7 兆円/年)	+17%	+175.7 (+13.9%)	-0.3%	-0.6%	-0.3%	+0.10%
5) 10% 相当、1538 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 10% (2050: 8%)	+9.2 (7900 億円/年)	+3 (0.3 円/kWh)	+22.7 (1.9 兆円/年)	+19%	+204.3 (+16.2%)	-0.3%	-0.7%	-0.4%	+0.11%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 10% (2050: 0%)	+9.3 (8000 億円/年)	+3 (0.2 円/kWh)	+23.1 (2.0 兆円/年)	+18%	+206.0 (+16.3%)	-0.3%	-0.8%	-0.4%	+0.11%
シナリオ B										
2) 現状規模 (30% 相当、4615 万 kW) 維持 (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 26% (2050: 27%)	+3.3 (2800 億円/年)	-7 (-0.6 円/kWh)	+10.2 (8800 億円/年)	+8%	+91.6 (+7.3%)	+0.0%	-0.4%	-0.1%	+0.01%
4) 20% 相当、3077 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 15% (2050: 15%)	+6.2 (5300 億円/年)	+2 (0.2 円/kWh)	+18.0 (1.5 兆円/年)	+16%	+160.1 (+12.7%)	-0.1%	-0.7%	-0.2%	+0.05%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020: 18% 2030 年: 10% (2050: 0%)	+6.5 (5600 億円/年)	+2 (0.2 円/kWh)	+21.0 (1.8 兆円/年)	+17%	+188.5 (+14.9%)	-0.2%	-0.8%	-0.2%	+0.07%

*原子力がエネルギー基本計画通りの CO₂ 排出抑制無しケース (A1-ベースラインケース) からの差
注) 円ドル換算については、1 US\$=85.74 円 (2010 年度平均) を用いている。

【2030 年の原発電電力量シェア】 : 30% 以上、 : 20~30%、 : 10~20%、 : 10% 未満

表 33 450 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ I) における 2020 年の原発見通しの違いによる各種指標

	原子力発電 電力量シェア	エネルギーシステム総コ スト増分 (billion US\$/yr)*	電力価格 上昇 (\$/MWh)*	発電用化石燃 料輸入額増分 (billion US\$/yr)*	エネルギーセキュ リティ (石油、ガ ス輸入の脆 弱度) *	CO ₂ 排出量変化 (MtCO ₂ /yr)* 括弧内は KP 基準 GHG 排出量比	GDP 変化*	エネルギー多 消費産業 付加価値 額変化*	可処分 所得変 化*	失業率 変化*
シナリオ A										
1) 原子力：エネルギー基本計画どおり	2020年: 38% (2030: 43%) (2050: 44%)	+1.2 (1000 億円/年)	+6 (0.5 円/kWh)	-0.4 (-300 億円/年)	+1%	+13.2 (+1.0%)	-0.1%	-1.4%	-0.1%	+0.02%
2) 現状規模 (30%相当、4615 万 kW) 維持 (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 26%) (2050: 26%)	+2.0 (1700 億円/年)	+26 (2.2 円/kWh)	+6.0 (5200 億円/年)	+8%	+73.9 (+5.9%)	-0.2%	-1.6%	-0.2%	+0.05%
3) 20%相当、3077 万 kW (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 20%) (2050: 18%)	+2.2 (1900 億円/年)	+26 (2.3 円/kWh)	+6.2 (5300 億円/年)	+7%	+78.1 (+6.2%)	-0.2%	-1.6%	-0.2%	+0.05%
4) 20%相当、3077 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 15%) (2050: 15%)	+3.6 (3100 億円/年)	+32 (2.8 円/kWh)	+10.9 (9400 億円/年)	+11%	+130.1 (+10.3%)	-0.2%	-1.7%	-0.3%	+0.06%
5) 10%相当、1538 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 11%) (2050: 8%)	+3.8 (3200 億円/年)	+33 (2.9 円/kWh)	+11.4 (9800 億円/年)	+10%	+132.6 (+10.5%)	-0.2%	-1.8%	-0.3%	+0.07%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 11%) (2050: 0%)	+3.8 (3200 億円/年)	+39 (2.9 円/kWh)	+11.1 (9600 億円/年)	+11%	+129.9 (+10.3%)	-0.2%	-1.8%	-0.3%	+0.07%
シナリオ B										
2) 現状規模 (30%相当、4615 万 kW) 維持 (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 26%) (2050: 26%)	-0.2 (-100 億円/年)	+23 (2.0 円/kWh)	+4.8 (4200 億円/年)	+8%	+62.8 (+5.0%)	-0.2%	-1.5%	-0.2%	+0.04%
4) 20%相当、3077 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 15%) (2050: 15%)	+1.1 (900 億円/年)	+29 (2.5 円/kWh)	+9.3 (8000 億円/年)	+11%	+112.8 (+8.9%)	-0.2%	-1.6%	-0.2%	+0.05%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 11%) (2050: 0%)	+1.1 (900 億円/年)	+31 (2.6 円/kWh)	+9.5 (8200 億円/年)	+11%	+113.4 (+9.0%)	-0.2%	-1.7%	-0.3%	+0.06%

*原子力がエネルギー基本計画通りの CO₂ 排出抑制無しケース (A1-ベースラインケース) からの差

注) 円ドル換算については、1 US\$=85.74 円 (2010 年度平均) を用いている。

【2020 年の原発電電力量シェア】 : 30%以上、 : 20~30%、 : 10~20%、 : 10%未満

表 34 450 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ I) における 2030 年の原発見通しの違いによる各種指標

	原子力発電 電力量シェア	エネルギーシステム総コ スト増分 (billion US\$/yr)*	電力価格 上昇 (\$/MWh)*	発電用化石燃 料輸入額増分 (billion US\$/yr)*	エネルギーセキュ リティ (石油、ガ ス輸入の脆 弱度) *	CO ₂ 排出量変化 (MtCO ₂ /yr)* 括弧内は KP 基準 GHG 排出量比	GDP 変化*	エネルギー多 消費産業 付加価値 額変化*	可処分 所得変 化*	失業率 変化*
シナリオ A										
1) 原子力：エネルギー基本計画どおり	(2020: 38%) 2030 年: 43% (2050: 44%)	+3.4 (2900 億円/年)	+31 (2.7 円/kWh)	-0.8 (-700 億円/年)	+1%	-34.9 (-2.8%)	-0.1%	-1.7%	-0.1%	+0.03%
2) 現状規模 (30%相当、4615 万 kW) 維持 (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 26% (2050: 26%)	+12.0 (1.0 兆円/年)	+30 (2.6 円/kWh)	+12.6 (1.1 兆円/年)	+18%	+42.5 (+3.4%)	-0.3%	-2.3%	-0.3%	+0.09%
3) 20%相当、3077 万 kW (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 20% (2050: 18%)	+13.7 (1.2 兆円/年)	+32 (2.7 円/kWh)	+17.8 (1.5 兆円/年)	+20%	+72.1 (+5.7%)	-0.3%	-2.4%	-0.4%	+0.11%
4) 20%相当、3077 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 15% (2050: 15%)	+14.0 (1.2 兆円/年)	+35 (3.0 円/kWh)	+17.6 (1.5 兆円/年)	+27%	+117.5 (+9.3%)	-0.3%	-2.4%	-0.4%	+0.12%
5) 10%相当、1538 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 11% (2050: 8%)	+15.2 (1.3 兆円/年)	+36 (3.1 円/kWh)	+22.3 (1.9 兆円/年)	+28%	+137.7 (+10.9%)	-0.4%	-2.7%	-0.5%	+0.14%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 11% (2050: 0%)	+15.5 (1.3 兆円/年)	+35 (3.0 円/kWh)	+22.5 (1.9 兆円/年)	+27%	+136.4 (+10.8%)	-0.4%	-2.7%	-0.5%	+0.14%
シナリオ B										
2) 現状規模 (30%相当、4615 万 kW) 維持 (稼働年数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 26% (2050: 26%)	+9.2 (7900 億円/年)	+30 (2.6 円/kWh)	+10.9 (9300 億円/年)	+19%	+22.6 (+1.8%)	-0.1%	-2.2%	-0.2%	+0.04%
4) 20%相当、3077 万 kW (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 15% (2050: 15%)	+11.5 (9800 億円/年)	+33 (2.8 円/kWh)	+16.8 (1.4 兆円/年)	+26%	+100.0 (+7.9%)	-0.2%	-2.3%	-0.3%	+0.08%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020: 18% 2030 年: 11% (2050: 0%)	+12.8 (1.1 兆円/年)	+35 (3.0 円/kWh)	+21.4 (1.8 兆円/年)	+26%	+119.6 (+9.5%)	-0.3%	-2.6%	-0.3%	+0.09%

*原子力がエネルギー基本計画通りの CO₂ 排出抑制無しケース (A1-ベースラインケース) からの差

注) 円ドル換算については、1 US\$=85.74 円 (2010 年度平均) を用いている。

【2030 年の原発発電量シェア】 : 30%以上、 : 20~30%、 : 10~20%、 : 10%未満

表 35 550 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ II) における 2020 年の原発見通しの違いによる各種指標

	原子力発電 電力量シェ ア	エネルギーシステム総コ スト増分 (billion US\$/yr)*	電力価格 上昇 (\$/MWh)*	発電用化石燃 料輸入額増分 (billion US\$/yr)*	エネルギーセキュ リティ (石油、ガ ス輸入の脆 弱度) *	CO ₂ 排出量変化 (MtCO ₂ /yr)* 括弧内は KP 基準 GHG 排出量比	GDP 変化*	エネルギー多 消費産業 付加価値 額変化*	可処分 所得変 化*	失業率 変化*
シナリオ A										
1) 原子力：エネルギー基 本計画どおり	2020年: 38% (2030: 43%) (2050: 45%)	+1.0 (900 億円/年)	+1 (0.1 円/kWh)	-0.4 (-300 億円/年)	+2%	+12.6 (+1.0%)	-0.1%	-1.0%	-0.1%	+0.02%
2) 現状規模 (30%相当、 4615 万 kW) 維持 (稼働年 数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 26%) (2050: 27%)	+2.7 (2300 億円/年)	+12 (1.0 円/kWh)	+7.2 (6200 億円/年)	+2%	+83.3 (+6.6%)	-0.1%	-1.3%	-0.2%	+0.04%
4) 20%相当、3077 万 kW (稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 15%) (2050: 15%)	+4.2 (3600 億円/年)	+22 (1.8 円/kWh)	+12.6 (1.1 兆円/年)	+6%	+138.0 (+10.9%)	-0.2%	-0.5%	-0.2%	+0.05%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 11%) (2050: 0%)	+4.1 (3500 億円/年)	+21 (1.8 円/kWh)	+12.6 (1.1 兆円/年)	+11%	+137.9 (+10.9%)	-0.2%	-0.5%	-0.2%	+0.05%
シナリオ B										
2) 現状規模 (30%相当、 4615 万 kW) 維持 (稼働年 数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 26%) (2050: 27%)	+0.4 (400 億円/年)	+8 (0.7 円/kWh)	+5.4 (4600 億円/年)	+7%	+67.1 (+5.3%)	-0.1%	-0.8%	-0.1%	+0.03%
4) 20%相当、3077 万 kW (稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 15%) (2050: 15%)	+1.8 (1500 億円/年)	+20 (1.7 円/kWh)	+11.2 (9600 億円/年)	+10%	+122.5 (+9.7%)	-0.2%	-0.5%	-0.2%	+0.05%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 11%) (2050: 0%)	+1.8 (1500 億円/年)	+19 (1.7 円/kWh)	+11.2 (9600 億円/年)	+10%	+122.5 (+9.7%)	-0.2%	-0.6%	-0.2%	+0.05%

*原子力がエネルギー基本計画通りの CO₂ 排出抑制無しケース (A1-ベースラインケース) からの差
注) 円ドル換算については、1 US\$=85.74 円 (2010 年度平均) を用いている。

【2020 年の原発発電量シェア】 : 30%以上、 : 20~30%、 : 10~20%、 : 10%未満

表 36 550 ppm-CO₂eq シナリオ (排出削減目標シナリオ II) における 2030 年の原発見通しの違いによる各種指標

	原子力発電 電力量シェア	エネルギーシステム総コ スト増分 (billion US\$/yr)*	電力価格 上昇 (\$/MWh)*	発電用化石燃 料輸入額増分 (billion US\$/yr)*	エネルギーセキュリ ティ (石油、ガ ス輸入の脆 弱度) *	CO ₂ 排出量変化 (MtCO ₂ /yr)* 括弧内は KP 基準 GHG 排出量比	GDP 変化*	エネルギー多 消費産業 付加価値 額変化*	可処分 所得変 化*	失業率 変化*
シナリオ A										
1) 原子力：エネルギー基 本計画どおり	(2020: 38%) 2030 年: 43% (2050: 45%)	+1.7 (1400 億円/年)	+14 (1.2 円/kWh)	-2.2 (-1900 億円/年)	+9%	-11.6 (-0.9%)	0.0%	-1.4%	0.0%	+0.01%
2) 現状規模 (30%相当、 4615 万 kW) 維持 (稼働年 数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 26% (2050: 27%)	+7.5 (6400 億円/年)	+12 (1.0 円/kWh)	+9.9 (8500 億円/年)	+19%	+92.6 (+7.3%)	-0.2%	-1.6%	-0.2%	+0.06%
4) 20%相当、3077 万 kW(稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 15% (2050: 15%)	+10.7 (9200 億円/年)	+19 (1.7 円/kWh)	+16.6 (1.4 兆円/年)	+29%	+156.9 (+12.4%)	-0.3%	-1.0%	-0.4%	+0.12%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 11% (2050: 0%)	+10.9 (9400 億円/年)	+19 (1.7 円/kWh)	+20.0 (1.7 兆円/年)	+29%	+185.7 (+14.7%)	-0.4%	-1.2%	-0.5%	+0.14%
シナリオ B										
2) 現状規模 (30%相当、 4615 万 kW) 維持 (稼働年 数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 26% (2050: 27%)	+4.9 (4200 億円/年)	+10 (0.8 円/kWh)	+8.1 (6900 億円/年)	+20%	+77.6 (+6.1%)	-0.1%	-1.2%	-0.1%	+0.03%
4) 20%相当、3077 万 kW(稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 15% (2050: 15%)	+7.8 (6700 億円/年)	+18 (1.5 円/kWh)	+15.2 (1.3 兆円/年)	+29%	+141.5 (+11.2%)	-0.2%	-1.0%	-0.3%	+0.08%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020: 18% 2030 年: 11% (2050: 0%)	+8.2 (7100 億円/年)	+18 (1.5 円/kWh)	+18.8 (1.6 兆円/年)	+29%	+172.8 (+13.7%)	-0.3%	-1.2%	-0.3%	+0.09%

*原子力がエネルギー基本計画通りの CO₂ 排出抑制無しケース (A1-ベースラインケース) からの差
注) 円ドル換算については、1 US\$=85.74 円 (2010 年度平均) を用いている。

【2030 年の原発発電量シェア】 : 30%以上、 : 20~30%、 : 10~20%、 : 10%未満

表 37 IEA WEO 2011 新政策シナリオ(排出削減目標シナリオ IV)における 2020 年の原発見通しの違いによる各種指標

	原子力発電 電力量シェア	エネルギーシステム総コ スト増分 (billion US\$/yr)*	電力価格 上昇 (\$/MWh)*	発電用化石燃 料輸入額増分 (billion US\$/yr)*	エネルギーセキュ リティ(石油、ガ ス輸入の脆 弱度)*	CO ₂ 排出量変化 (MtCO ₂ /yr)* 括弧内は KP 基準 GHG 排出量比	GDP 変化*	エネルギー多 消費産業 付加価値 額変化*	可処分 所得変 化*	失業率 変化*
シナリオ A										
1) 原子力：エネルギー基 本計画どおり	2020年: 38% (2030: 43%) (2050: 45%)	+0.9 (800 億円/年)	+12 (1.0 円/kWh)	-0.7 (-600 億円/年)	+1%	+7.8 (+0.6%)	0.0%	-0.5%	0.0%	+0.00%
2) 現状規模 (30%相当、 4615 万 kW) 維持 (稼働年 数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 26%) (2050: 26%)	+2.6 (2200 億円/年)	+22 (1.9 円/kWh)	+6.0 (5200 億円/年)	+5%	+76.0 (+6.0%)	-0.1%	-0.7%	-0.1%	+0.03%
3) 20%相当、3077 万 kW(稼 働年数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 20%) (2050: 18%)	+2.8 (2400 億円/年)	+22 (1.9 円/kWh)	+6.2 (5400 億円/年)	+5%	+77.8 (+6.2%)	-0.1%	-0.7%	-0.1%	+0.03%
4) 20%相当、3077 万 kW(稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 15%) (2050: 15%)	+4.0 (3400 億円/年)	+29 (2.5 円/kWh)	+11.7 (1.0 兆円/年)	+8%	+131.7 (+10.4%)	-0.2%	-0.8%	-0.2%	+0.05%
5) 10%相当、1538 万 kW(稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 10%) (2050: 8%)	+4.1 (3500 億円/年)	+33 (2.8 円/kWh)	+11.5 (9800 億円/年)	+8%	+130.3 (+10.3%)	-0.2%	-0.9%	-0.2%	+0.05%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 10%) (2050: 0%)	+4.0 (3400 億円/年)	+30 (2.5 円/kWh)	+11.6 (1.0 兆円/年)	+7%	+131.1 (+10.4%)	-0.2%	-0.9%	-0.2%	+0.05%
シナリオ B										
2) 現状規模 (30%相当、 4615 万 kW) 維持 (稼働年 数 50 年)、稼働率 80%	2020年: 27% (2030: 26%) (2050: 26%)	+0.3 (300 億円/年)	+21 (1.8 円/kWh)	+4.4 (3800 億円/年)	+5%	+60.1 (+4.8%)	-0.1%	-0.7%	-0.1%	+0.02%
4) 20%相当、3077 万 kW(稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 15%) (2050: 15%)	+1.8 (1500 億円/年)	+28 (2.4 円/kWh)	+10.2 (8800 億円/年)	+7%	+117.0 (+9.3%)	-0.2%	-0.9%	-0.2%	+0.05%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020年: 18% (2030: 10%) (2050: 0%)	+1.7 (1500 億円/年)	+29 (2.5 円/kWh)	+9.9 (8500 億円/年)	+8%	+114.5 (+9.1%)	-0.2%	-0.9%	-0.2%	+0.05%

*原子力がエネルギー基本計画通りの CO₂ 排出抑制無しケース (A1-ベースラインケース) からの差

注) 円ドル換算については、1 US\$=85.74 円 (2010 年度平均) を用いている。

【2020 年の原発発電量シェア】 : 30%以上、 : 20~30%、 : 10~20%、 : 10%未満

表 38 IEA WEO 2011 新政策シナリオ(排出削減目標シナリオ IV)における 2030 年の原発見通しの違いによる各種指標

	原子力発電 電力量シェア	エネルギーシステム総コ スト増分 (billion US\$/yr)*	電力価格 上昇 (\$/MWh)*	発電用化石燃 料輸入額増分 (billion US\$/yr)*	エネルギーセキュ リティ(石油、ガ ス輸入の脆 弱度)*	CO ₂ 排出量変化 (MtCO ₂ /yr)* 括弧内は KP 基準 GHG 排出量比	GDP 変化*	エネルギー多 消費産業 付加価値 額変化*	可処分 所得変 化*	失業率 変化*
シナリオ A										
1) 原子力：エネルギー基 本計画どおり	(2020: 38%) 2030 年: 43% (2050: 45%)	+1.3 (1100 億円/年)	+15 (1.3 円/kWh)	-2.3 (-2000 億円/年)	+7%	-0.0 (-0.0%)	-0.1%	-1.0%	-0.2%	+0.05%
2) 現状規模 (30%相当、 4615 万 kW) 維持 (稼働年 数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 26% (2050: 26%)	+7.3 (6300 億円/年)	+9 (0.8 円/kWh)	+9.6 (8200 億円/年)	+19%	+106.3 (+8.4%)	-0.3%	-1.4%	-0.4%	+0.12%
3) 20%相当、3077 万 kW(稼 働年数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 20% (2050: 18%)	+8.3 (7100 億円/年)	+10 (0.9 円/kWh)	+13.8 (1.2 兆円/年)	+20%	+143.7 (+11.4%)	-0.4%	-1.5%	-0.5%	+0.14%
4) 20%相当、3077 万 kW(稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 15% (2050: 15%)	+10.3 (8800 億円/年)	+14 (1.2 円/kWh)	+17.2 (1.5 兆円/年)	+24%	+174.1 (+13.8%)	-0.4%	-1.7%	-0.6%	+0.16%
5) 10%相当、1538 万 kW(稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 10% (2050: 8%)	+10.7 (9200 億円/年)	+17 (1.4 円/kWh)	+20.5 (1.8 兆円/年)	+23%	+203.6 (+16.1%)	-0.5%	-1.8%	-0.6%	+0.18%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 10% (2050: 0%)	+10.7 (9200 億円/年)	+14 (1.2 円/kWh)	+20.5 (1.8 兆円/年)	+24%	+203.6 (+16.1%)	-0.5%	-1.8%	-0.6%	+0.17%
シナリオ B										
2) 現状規模 (30%相当、 4615 万 kW) 維持 (稼働年 数 50 年)、稼働率 80%	(2020: 27%) 2030 年: 26% (2050: 26%)	+4.7 (4000 億円/年)	+9 (0.7 円/kWh)	+7.8 (6700 億円/年)	+18%	+90.1 (+7.1%)	-0.3%	-1.5%	-0.4%	+0.11%
4) 20%相当、3077 万 kW(稼 働年数 40 年)、稼働率 70%	(2020: 18%) 2030 年: 15% (2050: 15%)	+7.6 (6500 億円/年)	+12 (1.1 円/kWh)	+15.4 (1.3 兆円/年)	+22%	+157.9 (+12.5%)	-0.3%	-1.6%	-0.4%	+0.11%
6) 新增設無し (稼働年数 40 年)、稼働率 70%	2020: 18% 2030 年: 10% (2050: 0%)	+8.0 (6900 億円/年)	+14 (1.2 円/kWh)	+18.7 (1.6 兆円/年)	+23%	+187.4 (+14.8%)	-0.4%	-1.8%	-0.5%	+0.14%

*原子力がエネルギー基本計画通りの CO₂ 排出抑制無しケース (A1-ベースラインケース) からの差

注) 円ドル換算については、1 US\$=85.74 円 (2010 年度平均) を用いている。

【2030 年の原発発電量シェア】 □ : 30%以上、 □ : 20~30%、 □ : 10~20%、 □ : 10%未満

III] 450 ppm-CO₂eq シナリオにおける原発発電電力量による比較評価

最後に、450 ppm-CO₂eq シナリオについて、横軸に 2030 年の原発発電電力量をとり、シナリオ間の差異を各種指標で比較評価したグラフを図 88～図 94 に記載する。指標によって程度の差異はあるものの、原発比率の低下に伴って、各指標は悪化する傾向がある。ただし、この程度の CO₂ 限界削減費用（2030 年 80\$/tCO₂ 程度）までの対策であれば、原発比率を相当小さくしない限り、各種指標が劇的に悪化することもなく（比較的安価な石炭火力もコスト競争力を維持できるレベルであるため）、バランスを保つことは可能と見られる。ただし、CO₂ 排出量は、2030 年においても、1990 年排出レベル程度に留まると見られるため、後述のように国外対策を追加的に実施することによって、国際衡平性の観点から設定される排出枠を達成することが重要と考えられる。

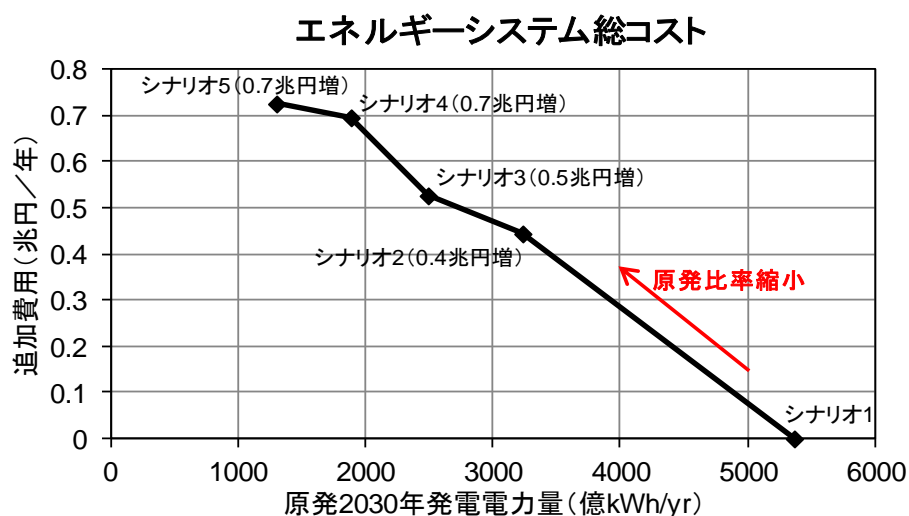


図 88 450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ D)における 2030 年のエネルギーシステム総コスト (A1-S-I シナリオを 0 として規格化)

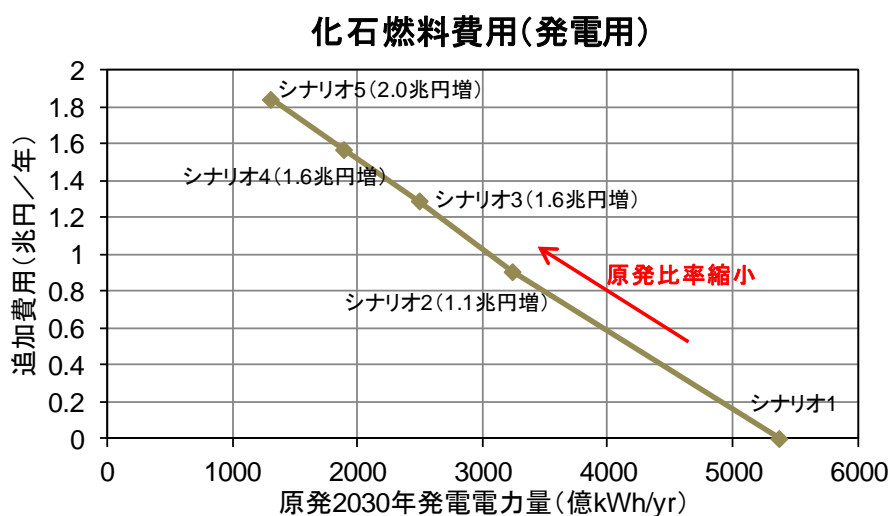


図 89 450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ D)における 2030 年の発電用化石エネルギー費用 (A1-S-I シナリオを 0 として規格化)

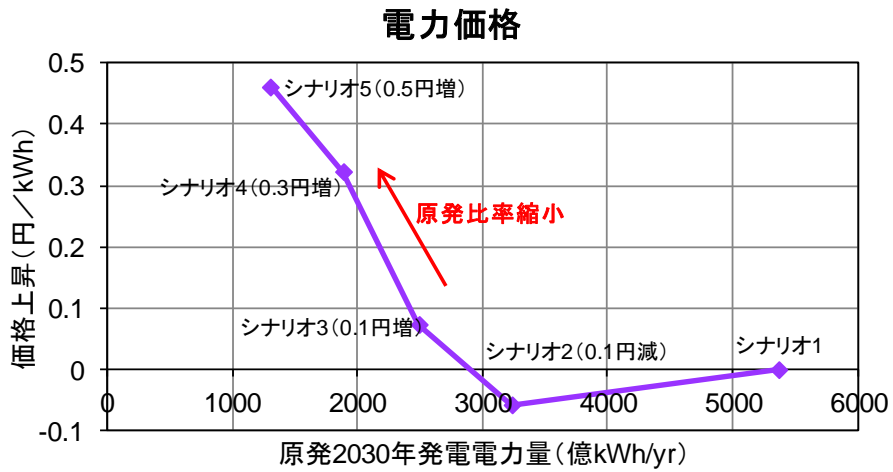


図 90 450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ D)における 2030 年の電力価格 (A1-S-I シナリオを 0 として規格化)

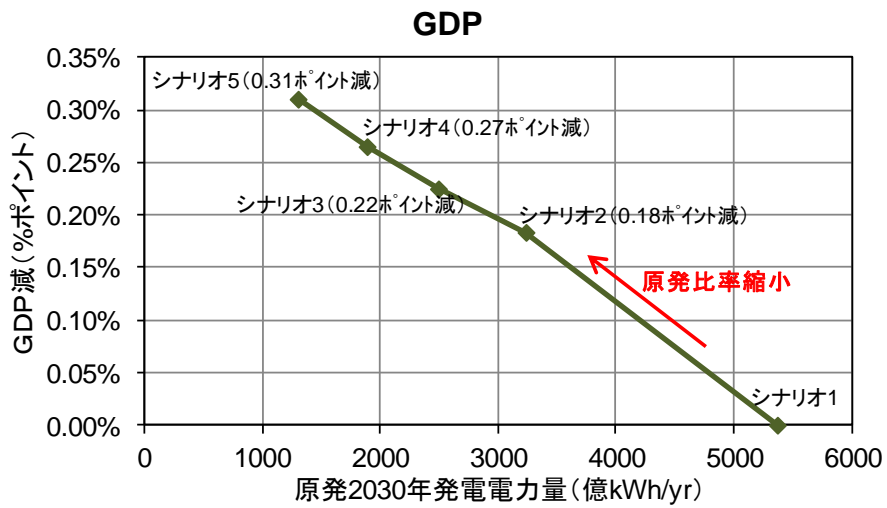


図 91 450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ D)における 2030 年の GDP (A1-S-I シナリオを 0 として規格化)

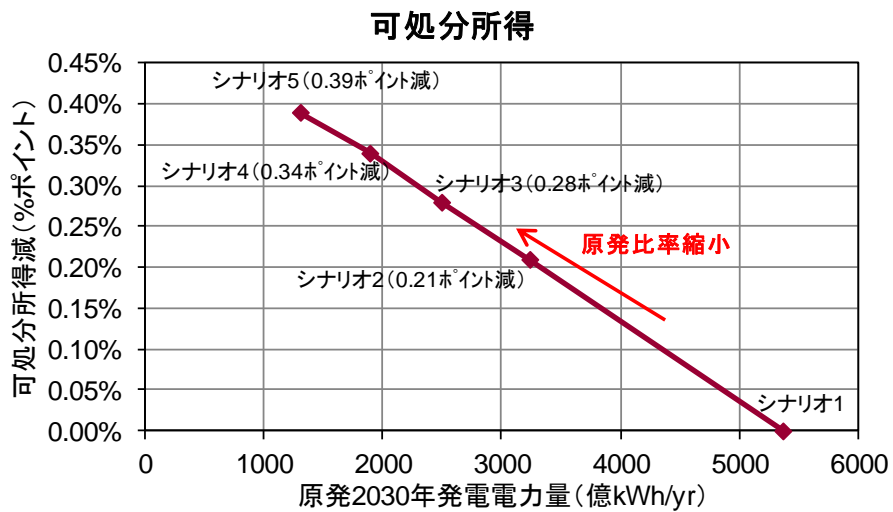


図 92 450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ D)における 2030 年の可処分所得 (A1-S-I シナリオを 0 として規格化)

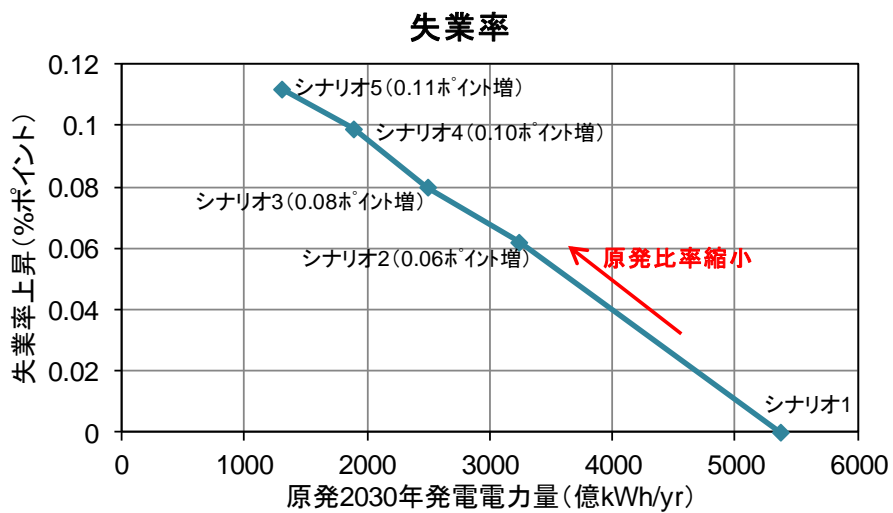


図 93 450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ D)における 2030 年の失業率 (A1-S-I シナリオを 0 として規格化)

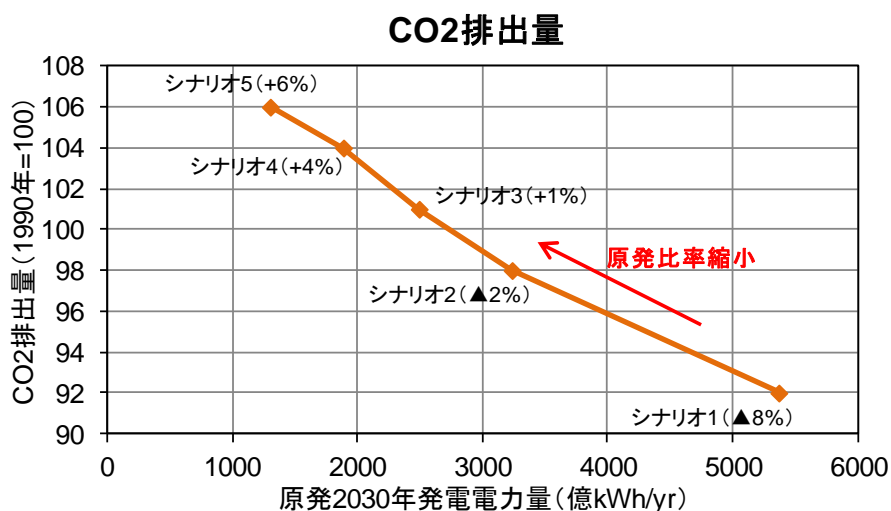


図 94 450 ppm-CO₂eq シナリオ(排出削減目標シナリオ D)における 2030 年の日本の CO₂ 排出量 (1990 年排出量を 100 として規格化)

[II] CO₂ 排出量、原発比率、GDP 変化の関係

図 95、図 96 にそれぞれ、2020 年、2030 年における日本の CO₂ 排出量、原発比率、GDP 変化の関係を示す。なお、1990 年比 2020 年▲8%、2030 年▲20%、および、2020 年▲25%、2030 年▲30% の分析結果は、「中長期の電力供給と地球温暖化対策の分析・評価」報告を利用した。原発比率、CO₂ 排出削減、GDP 影響のトレードオフを見ることができる。

例えば、2020 年では、GDP ロスを最大 2% まで許容するとすれば、2020 年の原発発電量シェアが 18% 程度の場合、GHG 排出量は 1990 年比でおよそ +5% 程度と予想される。同じく、GDP ロスの許容範囲を 2% としつつ、1990 年比で GHG 排出量をマイナスにするには、2020 年の原発発電量シェアは 25% 程度が必要と見られる (いずれも概算値)。

2030 年で見ると、GDP ロスの許容範囲を 2% としつつ、1990 年比で CO₂ 排出量を▲5% 程度にするには、2030 年の原発発電量シェアはおよそ 17% 程度必要と見られる。1990 年比で CO₂ 排出量を▲10% 程度にするには、2030 年の原発発電量シェアは 26% 程度必要と予想される (いずれも概算値)。

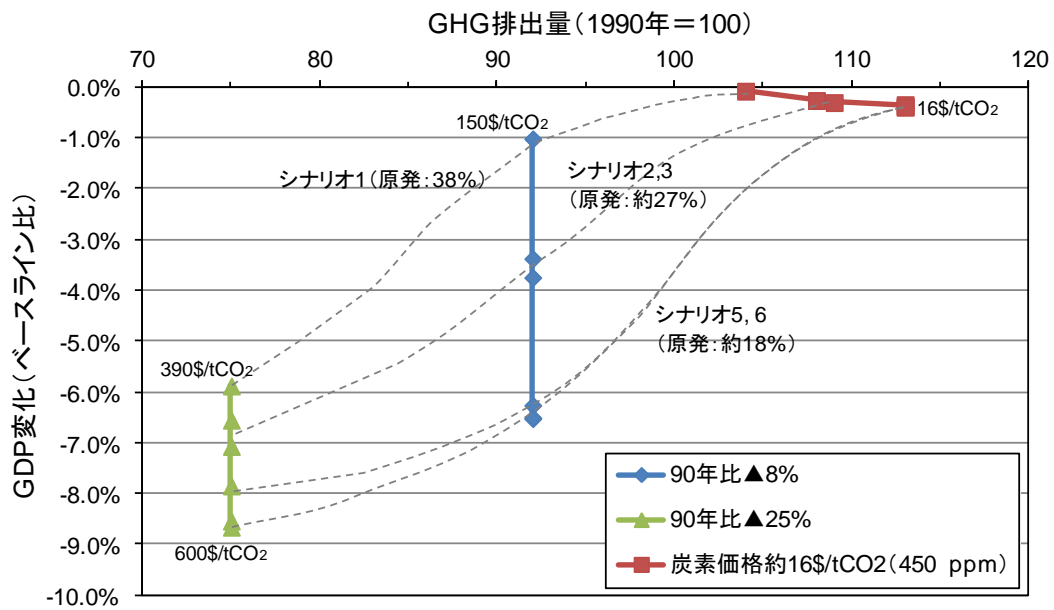


図 95 2020 年における日本の GHG 排出量 (Non-CO₂ GHG による排出削減見込みを考慮し GHG 削減率に変換している)、原発電量シェア、GDP 変化の関係 (GDP はベースライン比の変化)
 注) 図中の破線はイメージであり、実際にモデル計算を行って導出したものではない。

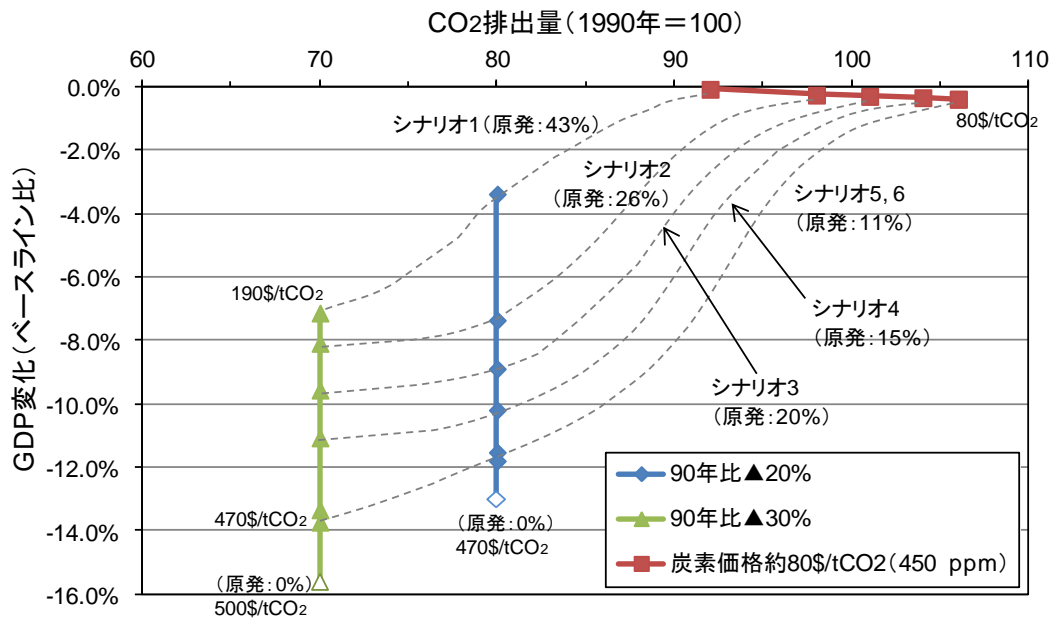


図 96 2030 年における日本の CO₂ 排出量、原発電量シェア、GDP 変化の関係 (GDP はベースライン比の変化)

注) 図中の破線はイメージであり、実際にモデル計算を行って導出したものではない。

4. 国際衡平性に関する分析・評価

第3章においては、各濃度安定化目標レベルを実現するにあたって世界で最も費用効率的な排出削減となる対策を分析し（すなわち、限界削減費用が均等化）、その中で、日本のエネルギー・CO₂ 排出に関する分析を実施した。しかし、それとは別に、日本がその経済的な地位等から、国際社会に貢献する寄与分は別途検討する必要がある。このため、排出削減分担における国際衡平性に関する分析を行った。国際衡平性に関する一意の指標は存在せず、様々な議論があり得る。

限界削減費用の均等化については、前章で分析したが、限界削減費用均等化は、費用効率的な削減分担を決めるものではあるが、経済状況が同じような国の間の分担の場合は、この分担は比較的正当性が高いと考えられる。理論的には、排出削減の目標の違いによって、排出権の国際移転がなされない状態であり、この点ではCO₂削減レベルに対してニュートラルな目標となる。

本研究では、一人当たり排出量の均等化、GDP比削減費用の均等化の国際衡平性指標の下で、各国間で資金の移転が生じるのかについても分析を行った。また、コペンハーゲン合意の目標の下での資金移転についても分析を行うとともに、このとき、仮に国内削減のみで実施する場合の各国の限界削減費用についても推計を行った。

(1) 限界削減費用均等化

各排出シナリオにおいて、限界削減費用均等化時に、日本の排出削減分担がどの程度になるかを分析した結果を表39に示す。

450 ppm CO₂eq.時で、日本の削減量は、シナリオ1（原発：現行エネルギー基本計画）では2050年に1990年比で54%減、シナリオ6（原発：2050年にはフェーズアウト）では43%減と10%程度の差が生じる。2030年では、シナリオIは8%減に対し、シナリオ5、6は6%増となり、国内では1990年比よりも削減することが難しくなる。

国内だけ炭素価格が突出した排出削減は、産業のリーケージをもたらすため（「中長期の電力供給と地球温暖化対策の分析・評価」参照）、実行が大変難しくなるという点は繰り返し強調しておきたい。実効ある排出削減のためには、炭素価格が各国間である程度バランスしていることが重要である。たとえ、より大きな排出削減目標を掲げたとしても、国際的な取り組みの限度がこの450 ppm-CO₂eq.とすれば^{注1}、限界削減費用がある程度バランスする限りにおいて、国内削減分としてここで示したような値と大きく離れた値になる可能性はあまりないと見ることができる。

注1）実際には450 ppm-CO₂eq.目標もほとんど困難との見方は多く、現実的に実現し得る目標は550 ppm-CO₂eq.や650 ppm-CO₂eq.程度との見方は多い。米国などで、現実的に社会・経済・政治的に受け入れ可能と見られる炭素価格（せいぜいIEA WEO新シナリオで示された50US\$/tCO₂程度^{注2}）と、450 ppm-CO₂eq.実現に必要なと見られる限界削減費用（炭素価格）のギャップは、図4でも見られるように非常に大きい。）

注2）米国Lieberman-Warner法案に関して、当時セイフティバルブとして12US\$/tCO₂や24 US\$/tCO₂などが目安として議論された。またEUでも€20/tCO₂程度が中心的に引用され、高い炭素価格想定として€50/tCO₂が引用されている（例えば次のレポートのp.18 Table 1を参照

<http://www.ebb-eu.org/legis/renewable%20energy%20roadmap%20full%20impact%20assessment%20100107.pdf>).

表 39 各シナリオにおける日本の GHG 排出量（限界削減費用均等時）（1990 年=100）

	2005	2020	2030	2050
Baseline	107			
A1		105	99	81
A2		110	107	90
A3		110	110	94
A4		115	113	94
A5		115	115	97
A6		115	115	101
I) 450 ppm-CO ₂ eq.				
A1		103	92	45
A2		108	98	49
A3		108	100	51
A4		112	104	52
A5		113	105	54
A6		112	105	57
II) 550 ppm-CO ₂ eq.				
A1		103	94	63
A2		109	102	72
A4		113	107	76
A6		113	110	82
III) 650 ppm-CO ₂ eq.				
A1		104	96	75
A2		110	104	84
A4		114	109	89
A6		114	112	95
IV) IEA WEO 2011 新政策シナリオ				
A1	103	95	73	
A2	108	103	81	
A4	112	109	85	
A6	112	111	92	

注) 排出削減の度合いに応じて色分けしている。

参考までに、図 97 にオランダ環境研（PBL）による附属書 I 国 1990 年比 20% 減と 30% 減ケースにおける附属書 I 国各国の排出削減分担の試算例を示す（ベースラインからは削減率均等化、限界削減費用均等化、GDP 比削減費用均等化。福島第一原発事故以前の分析であり、原発拡大が困難な状況は分析に反映されていない）。

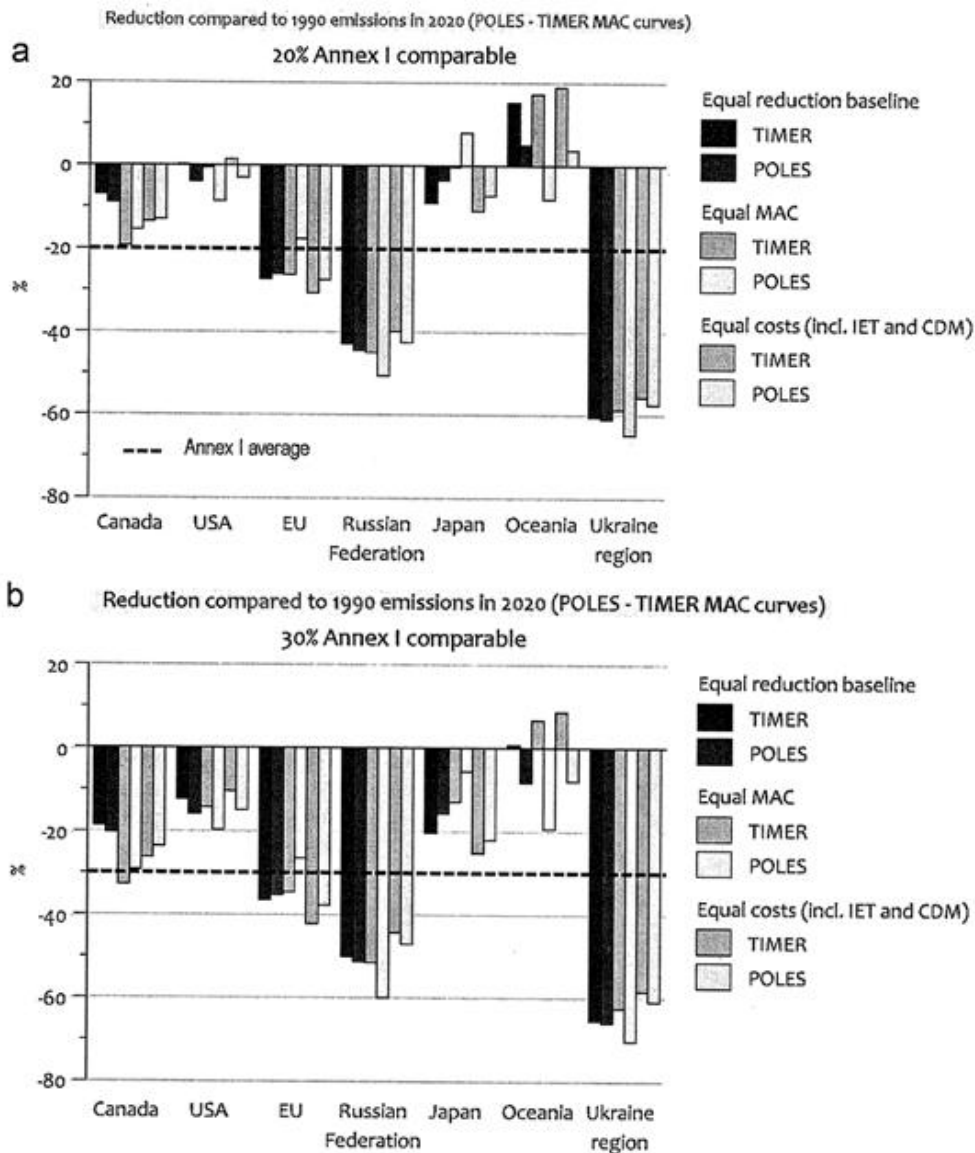


図 97 オランダ環境研（PBL）による附属書 I 国排出削減（1990 年比 20% および 30% 減）に対する各国の排出削減分担の試算

出典) Michel den Elzen, Niklas Höhne, Jasper van Vlieta, Analysing comparable greenhouse gas mitigation efforts for Annex I countries, Energy Policy, 37(10), pp.4114–4131, 2009.

(2) GDP 比削減費用均等化

次に 450 ppm CO₂eq. シナリオ(排出削減目標シナリオ I)において、GDP 比の排出削減費用を均等化するケースの日本の排出枠（表 40）、および、日本の国際クレジット購入量と購入額（表 41）

を示す。この GDP 比削減費用均等化のケースでは、各国における「削減費用/GDP」が均等化するよう、各国の排出枠を割り当てるよう計算を行った。

購入量は原子力のシナリオによって若干異なるが 110~125 MtCO₂eq/yr であり、その購入額は 1500~1800 億円/年とされた。なお、真水で達成した際の限界削減費用は 140\$/tCO₂eq であり、国際クレジット価格 (16~17\$/tCO₂) と比べて非常に高い費用となっている。

表 40 450 ppm CO₂eq.における 2020 年の日本の GHG 排出量 (GDP 比削減費用均等時)

	GHG 排出枠 [Y1990 = 100]	真水で達成した場合の限界削減費用 (\$/tCO ₂ eq)
A2-S-I	99	136
A4-S-I	102	140
A6-S-I	102	140

表 41 2020 年における日本の国際クレジット購入量と購入額 (450 ppm CO₂eq.、GDP 比削減費用均等時)

	購入量 (MtCO ₂ eq./yr)	購入額 (クレジット価格 : 16~17\$/tCO ₂)	
		(Million US\$/yr)	(億円/年)
A2-S-I	111	1738	1490
A4-S-I	125	2074	1778
A6-S-I	125	2074	1778

(3) 一人当たり排出量均等化時の各国の排出許容量

IPCC は第 4 次評価報告書 (AR4) において、表 42 のように各濃度安定化レベル別の附属書 I 国、非附属書 I 国別の排出許容量を既往文献から整理している (Box 13.7)。それによると、450 ppm CO₂eq.の際に、2020 年には附属書 I 国は 1990 年比で 25~40%減となるとしている。この分析は、ほとんどが一人当たり排出量均等化時の分析となっている (マルチステージアプローチやトリプティークアプローチなども利用されているが、これらも一人当たり排出量均等化の概念が用いられていたり、部分的に反映されていたりする)。また、注釈に明記されているように、コスト分析を含まないものである。

また、図 98 に見られるように、既往の文献の評価では、25~40%減の範囲に留まっているわけではなく、上下により大きな評価の幅がある。なお、AR4 では非附属書 I 国の削減幅については言及がなされていないが、図 98 を基に、ベースライン比 15~30%減という評価がなされている。

表 42 IPCC (2007)報告の 2020、2050 年の附属書 I 国、非附属書 I 国削減分担シナリオ

Box 13.7 The range of the difference between emissions in 1990 and emission allowances in 2020/2050 for various GHG concentration levels for Annex I and non-Annex I countries as a group^a

Scenario category	Region	2020	2050
A-450 ppm CO ₂ -eq ^b	Annex I	-25% to -40%	-80% to -95%
	Non-Annex I	Substantial deviation from baseline in Latin America, Middle East, East Asia and Centrally-Planned Asia	Substantial deviation from baseline in all regions
B-550 ppm CO ₂ -eq	Annex I	-10% to -30%	-40% to -90%
	Non-Annex I	Deviation from baseline in Latin America and Middle East, East Asia	Deviation from baseline in most regions, especially in Latin America and Middle East
C-650 ppm CO ₂ -eq	Annex I	0% to -25%	-30% to -80%
	Non-Annex I	Baseline	Deviation from baseline in Latin America and Middle East, East Asia

Notes:
^a The aggregate range is based on multiple approaches to apportion emissions between regions (contraction and convergence, multistage, Triptych and intensity targets, among others). Each approach makes different assumptions about the pathway, specific national efforts and other variables. Additional extreme cases – in which Annex I undertakes all reductions, or non-Annex I undertakes all reductions – are not included. The ranges presented here do not imply political feasibility, nor do the results reflect cost variances.
^b Only the studies aiming at stabilization at 450 ppm CO₂-eq assume a (temporary) overshoot of about 50 ppm (See Den Elzen and Meinshausen, 2006).
 Source: See references listed in first paragraph of Section 13.3.3.3

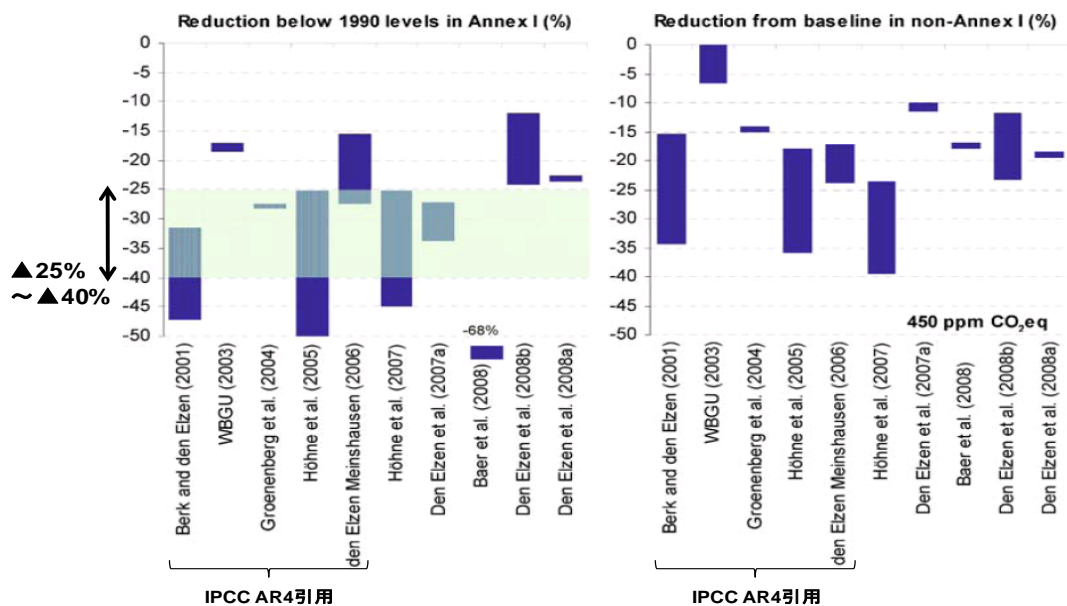


図 98 450 ppm CO₂eq.のための附属書 I・非附属書 I 国の排出削減分担に関する分析—IPCC AR4 で引用された論文の報告値とその後の報告のレンジ (出典: M. den Elzen & N. Höhne, 2008)

概念的には、一人当たり排出量均等化は理解できるものであり、大枠としての先進国と途上国の削減分担といった部分でこれを考えることは相応の説得性があると考えられる。しかし、一人当たり排出量均等化が衡平な指標ということもできない。一人当たり排出量均等化は、気候、国土の大きさ、人口密度などの不可避的な地理的文明的な状況を見逃したものである。また、具体的な算定方法も高い論理性を持ち得ないことにも留意が必要である。例えば、何年までに均等化を考えるのかは恣意性が高い。通常、2050年に均等化を想定して計算されることが多いが、2100年もしくは即座にという分析も存在しており、それらによって例えば2020年の割り当ては全く異

なってくるが、均等化を考える時点について特定の時点の高い論理性をもって決定することは困難である。また、何年を基準に一人当たり排出量の均等化を考えるかによっても各国の排出割り当ては大きく異なることが多い。2005年基準とするのか、直近でデータが得られる最新年とするのか（例えば2009年）、1990年基準とするのか、などを決めなくてはならないが、いずれが論理性が高いかを言うことは難しい。更に、収斂に向かっていかなる経路で収斂を想定するののかにも恣意性が入り込む余地が大きい。例えば、マルチステージアプローチは、何年からどの国が一人当たり排出量均等化に向けた取り組みを行うかを分析者が想定を行っているが、これは全く恣意的な想定となる。

このように、一人当たり排出量均等化は、いくつかのパラメータについて仮定をおく必要があり、その仮定について必ずしも正当化することはできないが、本研究では、以下のように仮定をおいて一人当たり排出量均等化基準から、排出削減割り当てを導いた。

- 450 ppm CO₂eq.を実現する CO₂ 排出パスの 2020 年排出許容値に対する各国配分を計算
- 均等化に向けた基準年：2005 年
- 均等化年：2050 年
- 一人当たり排出量が線形で収斂を仮定しつつ、世界全体の排出許容量に合致するように各国比例的に一人当たり排出量を調整する。

この前提条件において、450 ppm CO₂eq.時（産業革命以前比 2°C安定化相当）の一人当たり排出量均等化基準の際の各国の排出割り当ては図99のようになる（土地利用変化 CO₂ は除いて計算）。このとき、附属書 I 国は、2020 年時点で 1990 年比 1%減、2050 年時点では 80%減となる。

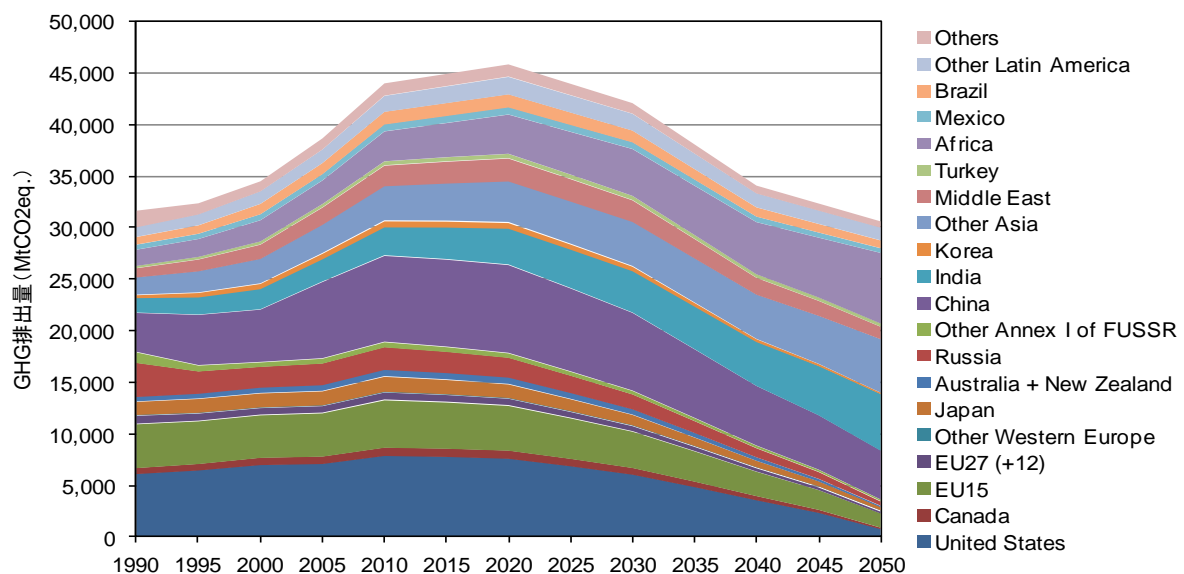


図 99 450 ppm CO₂eq.安定化時の一人当たり排出量均等化基準による各国 GHG 排出割り当て（土地利用変化 CO₂ は除く）

この一人当たり排出量均等化基準で排出割り当てがなされたときの国際クレジット売買量と総額（一人当たり排出量均等化基準で排出割り当てと、限界削減費用均等化時の排出量の差、および、それにそのときの炭素価格（限界削減費用）を乗じたもの）を算定したものを表 43～表 45 に示す。

2020 年における購入量を先の GDP 比削減費用均等化時と比べると、一人当たり排出量均等化時の排出枠がより緩く、購入量も少なくなっている。

表 43 2020 年における日本の国際クレジット購入量と購入額（一人当たり排出量均等化基準による排出割り当て時）

	購入量	購入額	
	MtCO ₂ eq./yr	Million US\$/yr	億円／年
A1-S-I	-1	-17	-15
A2-S-I	60	929	797
A3-S-I	64	995	853
A4-S-I	116	1918	1644
A5-S-I	118	1932	1656
A6-S-I	116	1914	1641
A1-S-II	-47	-133	-114
A2-S-II	23	103	89
A4-S-II	78	391	336
A6-S-II	78	399	342

*1 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)においてはクレジット価格 14～17\$/tCO₂eq

*2 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)においてはクレジット価格 3～5\$/tCO₂eq

表 44 2030 年における日本の国際クレジット購入量と購入額（一人当たり排出量均等化基準による排出割り当て時）

	購入量	購入額	
	MtCO ₂ eq./yr	Million US\$/yr	億円／年
A1-S-I	163	12780	10958
A2-S-I	240	19005	16295
A3-S-I	270	21392	18342
A4-S-I	315	25372	21754
A5-S-I	335	27084	23222
A6-S-I	334	26939	23097
A1-S-II	30	1301	1115
A2-S-II	135	5930	5085
A4-S-II	199	9524	8166
A6-S-II	228	10983	9417

*1 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)においてはクレジット価格 79～81\$/tCO₂eq

*2 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)においてはクレジット価格 43～48\$/tCO₂eq

表 45 2050 年における日本の国際クレジット購入量と購入額（一人当たり排出量均等化基準による排出割り当て時）

	購入量	購入額	
	MtCO ₂ eq./yr	Million US\$/yr	億円/年
A1-S-I	221	92882	79637
A2-S-I	268	111844	95895
A3-S-I	302	126755	108680
A4-S-I	309	130220	111651
A5-S-I	341	143282	122850
A6-S-I	370	156025	133776
A1-S-II	355	57845	49597
A2-S-II	459	75475	64712
A4-S-II	512	85498	73306
A6-S-II	597	101014	86609

*1 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)においてはクレジット価格 419～422\$/tCO₂eq

*2 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)においてはクレジット価格 163～169\$/tCO₂eq

(4) コペンハーゲン合意の各国排出削減目標

コペンハーゲン合意を国内削減のみで実施したとしたとき（日本については、原子力シナリオ毎に計算）の各国の限界削減費用を表 46 に示す。表 46 より、日本の 1990 年比▲25%という目標は、真水での削減を考えると他国に比べて限界削減費用が圧倒的に高く、非常に厳しい目標であると言える。

世界全体での排出削減が 450 ppm-CO₂eq もしくは 550 ppm-CO₂eq であり、これに相当する炭素価格が国際クレジット市場で価格づけられたとしたとき、コペンハーゲン合意を国際クレジット売買を含め達成する場合のクレジット購入量、購入額を表 47 に示す。450 ppm-CO₂eq シナリオを達成する場合、シナリオ A6 では A1 に比べて、必要購入額が、年間 2300 億円程度大きくなると推計される。

表 46 コペンハーゲン合意の各国排出削減目標時の 2020 年における各国の限界削減費用

	限界削減費用 [\$/tCO ₂]
日本	A1 : 394、A2 : 535、A3 : 534、A4 : 616、A5 : 622、A6 : 602
EU	65 ~ 258
米国	59
カナダ	99
豪州	49 ~ 94
ロシア	0
韓国	32
中国	0 ~ 12
インド	0

表 47 2020 年における日本の国際クレジット購入量と購入額（コペンハーゲン合意の各国排出削減目標時）

	購入量	購入額（クレジット価格：14～17\$/tCO ₂ ）	
	MtCO ₂ eq./yr	Million US\$/yr	億円／年
A1-S-I	352	5079	4355
A2-S-I	413	6442	5523
A3-S-I	417	6508	5580
A4-S-I	469	7771	6663
A5-S-I	471	7704	6605
A6-S-I	469	7767	6660
A1-S-II	356	999	857
A2-S-II	426	1887	1618
A4-S-II	481	2414	2070
A6-S-II	481	2463	2112

*1 450 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ I)においてはクレジット価格 14～17\$/tCO₂eq

*2 550 ppm-CO₂eq シナリオ(シナリオ II)においてはクレジット価格 3～5\$/tCO₂eq

(5) 国際衡平性に関する分析のまとめ

表 48 には、2020 年における各種国際衡平性基準の下での 450 ppm CO₂eq 時における日本の排出枠を、表 49 にはその排出枠下で費用が最小となる国際クレジット購入額を示す。世界全体で 450 ppm CO₂eq.のための今回の想定パスにおいては、2020 年の世界の限界削減費用は 16\$/tCO₂程度に留まると推定されたため、クレジット購入額は、GDP 比費用均等化や一人当たり排出量均等化ケースでは、高い場合でも年間 1800 億円程度である。一方、コペンハーゲン合意の▲25%においては、年間 5500～6700 億円程度に及ぶ。

表 48 2020 年における日本の GHG 排出枠（450 ppm-CO₂eq）

	限界削減費用 均等化	GDP 比削減費用 均等化	一人当たり排出量 均等化	コペンハーゲン合意 (日本：90 年比▲25%)
A2-S-I	108	99	103	75
A4-S-I	113	102	103	75
A6-S-I	113	102	103	75

単位：1990 年=100

表 49 2020 年における日本の国際クレジット購入額（450 ppm-CO₂eq、クレジット価格：16～17\$/tCO₂）

	限界削減費用 均等化	GDP 比削減費用 均等化	一人当たり排出量 均等化	コペンハーゲン合意 (日本：90 年比▲25%)
A2-S-I	0	1490	797	5523
A4-S-I	0	1778	1644	6663
A6-S-I	0	1778	1641	6660

単位：億円／年

5. まとめと今後の課題

本研究では、今後のエネルギー・地球温暖化対策の意思決定に資するため、定量的な分析が可能な中長期を評価できる世界モデルを用いて、定量的、整合的、総合的に、エネルギー・経済・CO₂ 排出の分析、評価を行った。

特に本研究では、福島第一原発事故によって、内向きになりつつある議論を超えて、世界の温暖化抑制目標の中での日本のエネルギー・温暖化対策の役割とその影響に目を向けた分析・評価を行った。原発事故後、より一層、国内対策が困難になる中、世界全体で費用効果的に温暖化対策を実施していく重要性が増しており、ここでの分析結果もそれを強く示唆する分析結果が示された。

エネルギー・温暖化対策の意思決定は長期に大きな影響を及ぼす。エネルギー・環境会議等における議論は今も続いており、引き続き、出来る限り正確な分析情報の提供、総合的な分析を行っていくことは重要と考えられる。

付録 A: 世界エネルギーモデル DNE21+の概要

DNE21+モデルでは、各種セクターの生産活動量(粗鋼生産、セメント生産量など)や活動量(運輸部門の輸送量など)、その他部門の最終エネルギー需要量、及び各種技術の技術特性・設備コストなどを所与とした上で、世界全体のコストが最も安価になる統合的なエネルギー・システム(エネルギーフロー、エネルギー関連設備容量など)を導出できる。

主な特徴としては、1) 2050年までの長期的な分析が可能、2) 世界全体を対象としつつ詳細な地域分割により地域的な差異を分析可能、3) 200~300程度の具体的な温暖化対策をモデル化しており、具体的な排出削減対策までを詳細に評価可能、などが挙げられる。

エネルギー起源のCO₂のみを評価対象としている。

1. モデル構造

- 評価対象期間における世界全体のエネルギー・システム総コストを最小化する(最適化型モデル(線形計画モデル)。エネルギー供給部門からエネルギー消費部門まで、エネルギー輸出入、時点間の設備推移までも含めてハードリンクしており、完全に統合的なシステムを算定する。)
- 最適化代表時点は 2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2040, 2050 年の 8 時点(2005 年は 2003~2007 年、2010 年は 2008~2012 年、2015 年は 2013~2017 年、・・・をそれぞれ代表している。2005 年は実績値でキャリブレーションを行っている。)
- 世界全体を 54 地域に地域分割
- エネルギー供給技術(各種発電技術、石油精製、石炭ガス化技術など)、二酸化炭素分離・回収、貯留・隔離については、各技術のコストやエネルギー効率などを明示的にモデル化(ボトムアップ的)。
- エネルギー需要技術については、
 - ・ エネルギー多消費産業のうち、鉄鋼、セメント、紙パ、アルミ、化学の一部(石油化学のうちエチレン・プロピレン製造、アンモニア製造)、運輸(自動車)、民生の一部については、各技術のコストやエネルギー効率などを明示的にモデル化(ボトムアップ的)。これらの部門の活動量(産業部門は生産量、自動車は輸送需要、民生の一部は機器の利用時間)は外生的に想定し、モデル計算においては固定とする。一方、技術選択は、モデルで内生的に決定され、エネルギー消費量などが導出される。
 - ・ それ以外の部門については、地域によって技術特性が様々であったり、将来の技術が多様であると予想されるなど、個別技術の積み上げを行うことが必ずしも的確な評価につながらないと考えて、個別技術としては想定せず、最終エネルギー需要を産業、運輸、民生部門別にマクロ的に 4 種に区分(固体燃料需要、液体燃料需要(ガソリン需要、軽質油需要、重質油需要)、気体燃料需要、電力需要)してモデル化(トップダウン的)し、全部門にわたる評価を実施。
 - ・ 省エネルギー効果は、長期価格弾性値を用いて評価。

- 各設備については、設備のヴィンテージ（過去の何年にいくらの容量の設備が導入されたか）を考慮しているため、時点によって代替のための費用効率が異なることが明示的に考慮され、それが費用効率的な技術選択に反映される。設備寿命を残して新たな設備の建設も、当然、高い費用と算出されるが、モデル上、考慮できる。
- 分割地域間のエネルギー（石炭、石油、天然ガス、合成油、エタノール、電力、水素）およびCO₂の輸送をモデル化。
- 8種の一次エネルギーを考慮（石炭、石油（在来型、非在来型）、天然ガス（在来型、非在来型）、水力・地熱、原子力、風力、太陽光、バイオマス）。
- 電力需要については、電力負荷変動に合わせた供給となるように、年負荷持続曲線を基に、電力負荷の大きさによって4時間帯に区分し、それぞれ需給バランスがとれるようにモデル化。これによって、ベース電源、ピーク対応電源など、それぞれの発電技術の特性にあった評価を可能としている。
- 各種エネルギー変換過程（各種発電、石炭ガス化・液化、天然ガス改質、バイオマス液化など）、二酸化炭素分離・回収、貯留・隔離（CCS）などをモデル化。（ただし、CCSについては、2009年の中期目標検討委員会での検討と同様、2020年の各国削減ポテンシャルの検討からは除外し、2020年以降のみの期間について利用可能として評価を行った。）

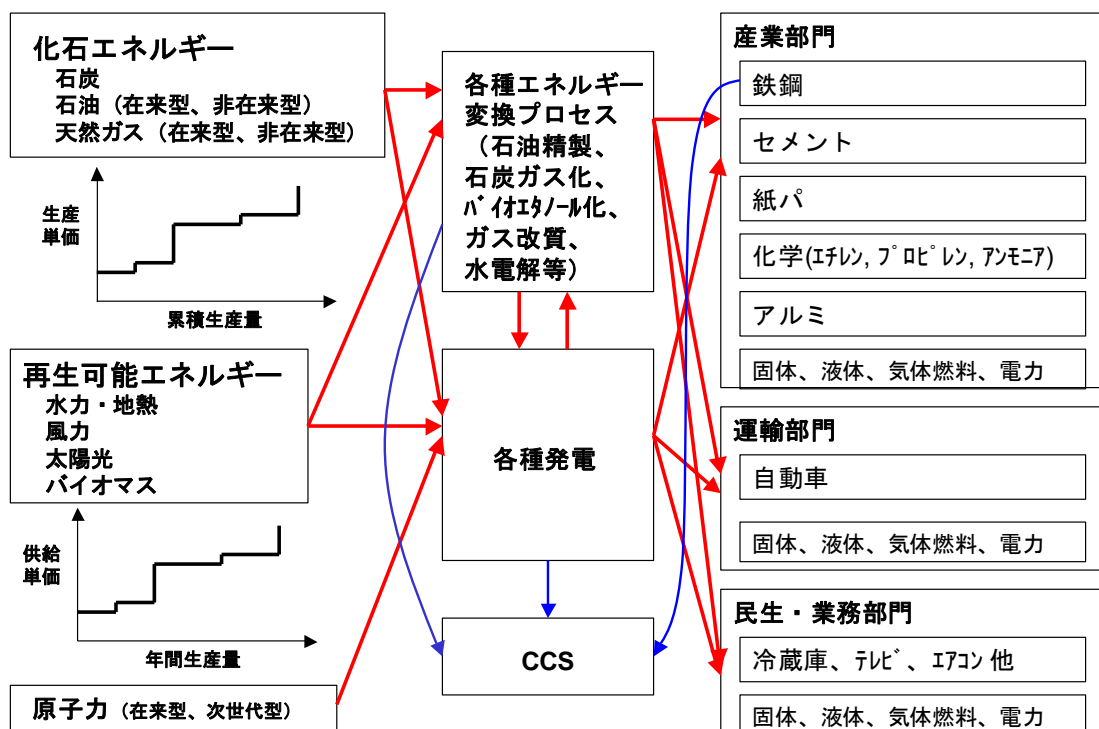


図 A-1 DNE21+におけるエネルギーフローの全体概要

表 A-1 DNE21+において考慮している具体的な対策技術

部門	技術
発電部門	石炭火力(低効率(亜臨界)、中効率(超臨界)、高効率(超超臨界~IGCC/IGFC)、燃焼前CCS付IGCC)、石油火力(低効率(ディーゼル発電等)、中効率(亜臨界)、高効率(超臨界)、CHP)、合成油火力(中効率、高効率)、天然ガス火力(低効率(蒸気タービン)、中効率(通常型NGCC)、高効率(高温型NGCC)、CHP、酸素燃焼発電)、バイオマス火力(低効率、高効率)、原子力発電(在来型、次世代(第IV世代等))、水力・地熱発電、風力発電、太陽光発電、風力・太陽光発電用蓄電システム、水素発電、送電(在来型、超伝導高効率)、CCS(燃焼後回収。石炭火力、石油火力、合成油火力、天然ガス火力、バイオマス火力に適用可)
産業部門	
鉄鋼	高炉転炉法(低効率(小規模)、中効率(大規模)、高効率(大規模。CDQ、TRT、副生ガス効率回収設備を標準装備)、次世代(高効率設備に加え、SCOPE21等の次世代コークス炉を採用、廃ブラ・廃タイヤ利用も考慮)、水素還元製鉄)、COG回収(低効率・中効率高炉転炉法に後付可)、LDG回収、CDQ、TRT(中効率高炉転炉法に後付可)、直接還元法(天然ガスベース(中効率、高効率)、ガス化水素ベース)、スクラップベース電炉法(低効率(小規模)、中効率(三相交流アーク炉)、高効率(直流水冷炉壁アーク炉。原料予熱装置等も標準装備))、CCS(高炉転炉法に適用可)
セメント	小規模設備：竖窯、湿式ロータリーキルン、乾式ロータリーキルン、SP/NSP乾式ロータリーキルン(原料予熱装置としてサスペンション・プレヒータ(SP)を装備。一部仮燃炉(NSP)を装備)、新型流動床シャフト炉(SP/NSP及び高効率クリンカクーラを装備) 大規模設備(小規模設備より高効率)：湿式ロータリーキルン、乾式ロータリーキルン、SP/NSP乾式ロータリーキルン、SP/NSP乾式ロータリーキルン(BAT)(高効率クリンカクーラに加え、SPの5、6段化もしくは高効率廃熱回収装置等を装備)
紙パ	化学パルプ製造工程(低効率、中効率、高効率、次世代)、古紙再生工程(低効率、中効率、高効率)、抄紙工程(低効率、中効率、高効率、次世代)、黒液回収・利用(低効率、高効率)、製紙スラッジボイラ、蒸気タービン発電システム
アルミ	ゼータベルグ式アルミ製錬、プリバーク式アルミ製錬
化学	エチレン・プロピレン：ナフサ分解(低効率、中効率、高効率、次世代)、その他生産(エタンクラッカー等。低効率、中効率、高効率) アンモニア：石炭ベース(低効率、中効率、高効率)、石油ベース(低効率、中効率、高効率)、天然ガスベース(低効率、中効率、高効率)
運輸	小型乗用車、大型乗用車、バス、小型トラック、大型トラックに区分。 内燃機関利用(従来型内燃機関自動車(低効率、高効率)、ハイブリッド自動車、プラグインハイブリッド自動車。内燃機関はガソリンエンジン及びディーゼルエンジンの二種を考慮)、電気自動車、燃料電池自動車、代替燃料(バイオエタノール、バイオディーゼル、CNG)。バイオエタノールはガソリン、バイオディーゼルはディーゼルへの混合利用を考慮)
民生	冷蔵庫(低効率、中効率、高効率)、照明(小型白熱灯、小型蛍光灯、小型次世代(LED等)、中型中効率蛍光灯、中型高効率蛍光灯、中型次世代(LED、有機EL等)、大型中効率HID(高輝度放電灯)、大型高効率HID、大型次世代(LED等))、テレビ(小型低効率、小型高効率、大型低効率、大型高効率、大型次世代(液晶、プラズマ、リアプロ、有機EL等で高効率なもの))、エアコン(低効率、中効率、高効率)、ガス調理器(低効率、中効率、高効率)

○ エネルギー・システム総コストは以下の費用の総和となる。

a) 各種積み上げ技術の費用

$$[\text{設備費}] / [\text{投資回収年数}] + [\text{運転・メンテナンス費}] + [\text{年間燃料費}]$$

注) [運転・メンテナンス費] は設備費に対するある係数として、

$$[\text{年経費率}] \equiv 1 / [\text{投資回収年数}] + [\text{対設備費の運転・メンテナンス費の比率}]$$

とし [年経費率] を各技術において想定している。

b) トップダウン部分の費用 (消費効用の損失)

技術積み上げの対象外となっているその他諸々のエネルギー消費については、最終エネルギー価格と省エネルギー量の関係を長期価格弾性値で表現。積分値が消費効用の損失と定義でき、それをトップダウン部分の削減費用としている。

○ 設備費が高くても、省エネ効果が高く、年間燃料費が、([設備費] / [投資回収年数] + [運転・メンテナンス費]) の増分を上回って節約可能であれば、限界削減費用 0\$/tCO₂ のケースでモデル上、技術選択がなされることになる。すなわち、純費用とならない対策は、排出削減を想定したケース以前にモデルの最適化計算によって選択される。

2. モデルの主要な前提条件

モデルは多くの前提条件の下で構築されているが、下記に主要な前提条件について記載する。

2.1. 人口・GDPの想定

人口、潜在的 GDP（ベースラインの GDP）は以下のように想定している。人口、GDP の想定に基づき、各種部門の生産量、サービス量等の想定を行っている。2010 年度において、直近の経済動向も踏まえて推定を行ったものである。

(1) 日本

人口： 2020 年 1.24 億人、2030 年 1.17 億人、2050 年 1.02 億人

GDP： 2010-20 年 1.7%/年、2020-30 年 0.8%/年、2030-50 年 0.1%/年

(2) 世界

人口： 2020 年 76.7 億人、2030 年 83.1 億人、2050 年 91.5 億人

GDP： 2010-20 年 3.1%/年、2020-30 年 2.7%/年、2030-50 年 2.2%/年

2.2 燃料価格の想定

化石燃料価格は、世界の化石燃料の累積的な消費量によって、モデル内部で内生的に決定される。ただし、ベースライン（CO₂ 排出抑制無し）の価格は概ね次のように調整している。なお、化石燃料価格は内生化的に決定されるものの、本分析では、日本のみのケース設定を行っているため、世界全体での累積的な消費量はケースによって大きな差までにはならず、結果としてケースによる化石燃料価格差は小さい。ただし、現実社会では投機等によって価格変動が大きくなる可能性があることにも留意しておく必要はある。

(1) 石油： 2020 年 100 US\$/bbl、2030 年 114 US\$/bbl、2050 年 130 US\$/bbl

(2) 天然ガス： 2020 年 11.3 US\$/MBtu、2030 年 14.5 US\$/MBtu、2050 年 16.5 US\$/MBtu

(3) 石炭： 2020 年 96 US\$/t、2030 年 100 US\$/t、2050 年 113 US\$/t

なお、エネルギー・環境会議「コスト等検証委員会」では、化石燃料価格は、IEA World Energy Outlook (WEO) 2010 の現行政策シナリオおよび新政策シナリオの価格を基に、以下のような想定を行い、電源別発電コストの推計を行うとしている（第 2 回委員会資料、2011 年 10 月 18 日）。

(1) 石油： 2020 年 99～110 US\$/bbl、2030 年 110～130 US\$/bbl、2070 年 138.4～169.3 US\$/bbl

(2) 天然ガス： 2020 年 13.4～13.9 US\$/MBtu、2030 年 14.9～15.9 US\$/MBtu、2070 年 18.0～19.6 US\$/MBtu

(3) 石炭： 2020 年 101.7～105.8 US\$/t、2030 年 105.6～112.5 US\$/t、2070 年 110.5～1222.0 US\$/t
これは、DNE21+モデルで想定している価格と概ね似通った想定となっている。

また、原子力発電におけるウラン燃料価格（フロントエンド）は、2010 年の 10 \$/MWh から 2050 年に 15 \$/MWh に上昇すると想定した。

2.3 投資判断における割引率の想定

設備投資における投資判断の割引率（= 1 / [投資回収年数]）は表 A-2 のように想定した。なお、ここで想定する割引率は、投資リスク判断等も含んだ主観的な投資判断の割引率である（投資において現実社会で観測される割引率に近いものを想定している）。

表 A-2 投資判断における割引率の想定

	投資判断における割引率	
	上限	下限
発電部門	8%	20%
その他エネ転部門	15%	25%
産業部門（エネルギー多消費産業）	15%	25%
運輸部門	30%	45%
民生部門	30%	55%

一人当たり GDP に応じて上記範囲内で地域別に想定した。日本は上限値になる。

2.4 発電設備費と発電効率の想定

各種発電設備の設備費と発電効率は表 A-3 のような想定を行った。ただし、国・地域によって建設費に差異が認められることから、ロケーションファクターを乗じている。

なお、対設備費の運転・メンテナンス費は5%/年とした。ただし、原子力発電についてはバックエンド費用込みで8%/年とした（稼働率80%時で約36\$/MWh（2007年価格）相当）。

表 A-3 発電設備の設備費と発電効率の想定

		2000年価格 設備費(\$/kW)	2007年価格 設備費(\$/kW)	発電効率 (LHV%)
石炭発電	低効率（在来型（亜臨界）、現在の途上国での利用）	1000	1250	22.0-27.0
	中効率（主に現在の先進国での利用（超臨界）～将来、複合発電化（IGCC）を含む）	1500	1875	36.0-45.0
	高効率（現在先進国で利用～将来、複合発電化（IGCC、IGFC））	1700	2125	42.0-55.0
石油発電	低効率（ディーゼル発電等）	250	313	22.0-27.0
	中効率（亜臨界）	650	813	37.0-45.0
	高効率（超臨界）	1100	1375	50.0-60.0
	CHP	700	875	37.0-47.0*
天然ガス発電	低効率（蒸気タービン）	300	375	26.0-32.0
	中効率（複合発電）	650	813	38.0-47.0
	高効率（高温型複合発電）	1100	1375	52.0-62.0
	CHP	700	875	38.0-48.0*
バイオマス発電	低効率（蒸気タービン）	1200-900	1500-1125	18.0-28.0
	高効率（複合発電）	2200-1600	2750-2000	36.0-46.0
原子力発電	在来型	2500	3125	
	先進型	2300	2875	
	CO ₂ 回収付IGCC/IGFC	2800-2050	3500-2563	33.0-51.0
	天然ガス酸素燃焼発電	1900-1400	2375-1750	40.7-50.7
	水素発電（FC/GT）	1100	1375	52.0-64.5
	電力貯蔵（揚水発電等）	1000	1250	

注）発電効率は表中に示す範囲において時点の経過と共に向上するように想定している。

* 排熱回収効率はエネルギー需給バランスを考慮して想定することとし、地域によって5～20%の範囲で想定している。

2.5 風力・太陽光発電に関する想定

- 風力、太陽光は2030年までは年率1.0%、3.5%にてコスト低減するものと想定。その後低減率は鈍化し、2040年までは年率0.8%、2.5%、2050年までは年率0.5%、1.5%でコスト低減す

るものと想定。2000年における風力の発電単価 56～118 \$/MWh、太陽光 209～720 \$/MWh が（風速や日射条件などによって差異がある）、2050年にはそれぞれ 37～78 \$/MWh、50～172 \$/MWh の発電単価で利用できるようになるものと想定した。

- 風力発電については必ずしも電力需要の瞬時ピークと発電ピークとを一致させることはできないので、瞬時ピークで期待できる出力は最大出力の30%とした。また、太陽光発電については発電可能な時間帯が限られるので、瞬時ピーク及びピーク時のみに電力供給が可能とした。
- 風力、太陽光発電のkW 価値は、設備容量の10%と想定した。
- 風力発電と太陽光発電は、電力システムの安定性の面から、それぞれ総系統電力量の10～15%を最大利用可能量と想定した（2030年まで10%、その後2050年に15%まで拡大）。なお、この想定は、系統が他国と連系していない日本においてはかなり楽観的な想定と考えられるが、DNE21+モデルは、各国間の排出削減コストの比較等を行う世界モデルであるため、あまり特殊な事情によって、恣意的な想定によって特定の国のコストが高くなったり、低くなったりすることを避けるために、世界各国・各地域共通でこの想定を用いることとしている。なお、蓄電池の付加により、供給上限を更に20%拡大できるものと想定した（計30～35%まで）。また、蓄電池を付加した風力発電については、瞬時ピークで期待できる出力を最大出力の60%とした。太陽光発電についても蓄電池を付加した場合は瞬時ピーク及びピークに加えて中間時間帯にも電力供給が可能とした。なお、系統を介さず、水素製造のため水電解に利用する分には供給上限を課していない（当然ながら資源供給制約は別途存在する）。
- 風力発電の最大導入可能量は、RITE 独自に世界の風況 GIS データ等を用いて 850 万 kW と想定している。

参考文献

RITE、「脱地球温暖化と持続的発展可能な経済社会実現のための対応戦略の研究」平成22年度成果報告書、2011

付録 B: 世界エネルギー・経済モデル DEARS の概要

DEARS (Dynamic Energy-economy Analysis model with multi-Regions and multi-Sectors) モデルは、国際産業連関を扱った静学的な多地域多部門一般均衡モデルである GTAP (Global Trade Analysis Project) モデル及びそのデータベースに基づきつつも、複数時点を同時最適化する非線形計画モデルである。モデルでは、割引後の全期間・全地域の消費効用の総和が最大となるように、各地域における産業別生産額の配分と、それら生産活動および家計消費活動に必要なエネルギーのコスト効率的な供給構造を整合的に計算する構造になっている。本モデルでは、一次エネルギー財 7 種類 (石炭、原油、天然ガス、バイオマス、原子力、風力・太陽光、水力) と二次エネルギー財 4 種 (固体燃料、液体燃料、気体燃料、電力) を対象にした簡易的なエネルギーシステムモジュールをもっている。中期の温暖化対策によるエネルギーシステム及び産業構造の変化を分析することに適しており、地域別・産業別の発展的分析・評価も可能である。図 A-1 にモデルの入力及び出力項目を示す。各期・各地域におけるエネルギー・経済の活動は、産業連関モデルをベースとする多部門経済モジュールと、エネルギーフローを記述したボトムアップエネルギーシステムモジュールとがハードリンクされているのが特徴である。本モデルは、世界 18 地域・18 非エネルギー産業部門を対象としている。図 A-2 にはモデルが対象とする世界 18 地域区分を示す。表 A-1 にはモデルが対象とする 18 非エネルギー産業分類を示す。

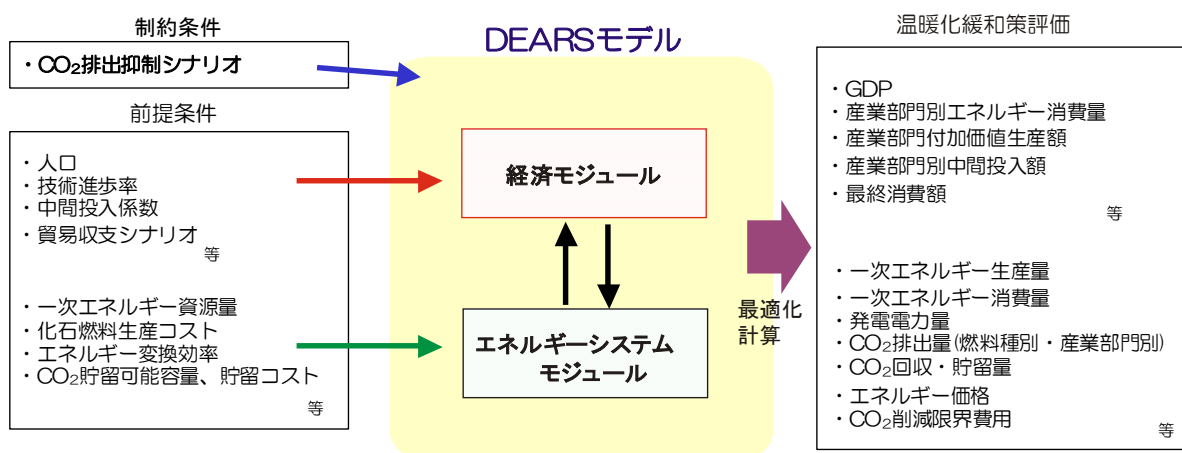


図 B-1 DEARS モデルの入出力項目

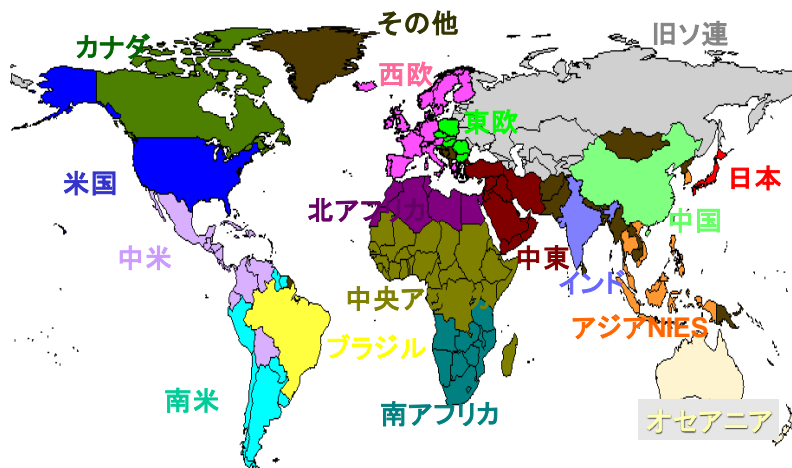


図 B-2 DEARS モデル構築における世界 18 地域分割

表 B-1 DEARS モデル構築における産業分類

供給側の産業分類	DEARS における分類
エネルギー多消費産業	鉄鋼
	化学
	非鉄
	非金属
	紙パ
自動車・機械産業	輸送機械
	その他機械
輸送産業	陸海運
	空運
サービス産業	ビジネスサービス
	社会サービス
その他産業	鉱業
	食品
	繊維
	木材
	その他製造
	農林水産業
	建設

モデルで使用している経済データは、GTAP5(1997 年基準年)に基づき、エネルギー統計に関しては IEA 統計に基づく。DEARS モデルでは、人口シナリオに関しては外生変数として扱っており、DNE21+モデル同様に 2008 年版国連中位推計を利用している(付録 A.2.1 節参照)。GDP や CO₂ 排出量に関しては消費効用最大化問題の中でモデル内生的に決定されるが、これらが DNE21+モデルの前提条件(付録 A.2.1 節参照)と概ね調和するように技術進歩率等の各種パラメータを調整している。各国のマクロ経済は人口、資本、エネルギーから成るコブダグラス生産関数に基づき、人口以外は内生的にモデルで決定される。各産業の生産構造は基本的にレオンチェフ型生産関数から成り、この生産関数に用いられる中間投入係数は将来産業構造をもとに時点別に外生的に想

定している。エネルギー関連のパラメータに関しては DNE21 モデルや DNE21+モデルの想定をベースに想定している。

失業率の推計に関して、DEARS モデルは、完全雇用を前提とした一般均衡型経済モデルであり、直接的には失業率を推計することはできない。そこで、2020 年削減ケースにおけるベースラインからの失業率変化を推定するために、実質 GDP 成長率と失業率変化の安定的な関係を表した「オウクンの法則」を利用した。オウクンの法則は(B.1)式で表される。

$$\text{実質 GDP 成長率} = \text{潜在 GDP 成長率} - \text{オウクン係数} \times \text{失業率変化} \quad (\text{B.1})$$

(B.1)式より、削減ケースにおける失業率変化を推定するためには、2005-2020 年の実質 GDP 成長率とオウクン係数、潜在 GDP 成長率を設定しなければならない。各シナリオの実質 GDP 成長率は、DEARS モデルから内生的に推計される。各シナリオのオウクン係数は、小峰(2009)による 1990-2008 年の日本のオウクン係数 3.45 を利用した。各シナリオの潜在 GDP 成長率は、ベースライン(A1・ベースラインシナリオ)の実質 GDP 成長率であると仮定した。また、(B.1)式は基準からの失業率変化を表しており、2020 年の失業率を想定するためにはベースラインの失業率の想定が必要である。本稿では、2005 年以降失業率が一定である(4.4%)と想定した。

参考文献

小峰隆夫、経済教室、日本経済新聞 2009 年 2 月 11 日朝刊、page.23

【問い合わせ先】

(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

徳重 功子、秋元 圭吾、佐野 史典、本間 隆嗣、小田潤一郎

〒619-0292 京都府木津川市木津川台 9-2

電話 : 0774-75-2304、FAX : 0774-75-2317、E-mail : sysinfo@rite.or.jp