

Call for Evidenceにより得られた情報等と それを踏まえた対応(案)

社会的費用

本資料においては、分かりやすさの観点から、同一のテーマに対して異なる主体から寄せられた複数の根拠情報に対するコスト等検証委員会としての対応(案)を、一括して記載する資料構成としている。

このため、一つの主体から寄せられた複数の根拠情報をテーマごとに切り分けて掲載したり、異なる主体から寄せられた根拠情報を簡略化して記載している。

目次

- 【原子力】事故リスク対応費用など
- 【化石燃料関係、原子力】エネルギーセキュリティ確保のためのコスト
- 【石油、ガス、石炭】環境対策費用
- 【化石燃料関係】CO₂対策費用の見通し
- 【再生可能エネルギー】政策経費

【原子力】事故リスク対応費用など

- ① 事故リスクコストの前提となっている東電福島第一原発の損害賠償、廃炉、除染などの費用については見直す必要はないか。また、損害賠償制度の見直しの動きを踏まえて、事故リスクコストの試算方法について、見直す必要はないか。
- ② 大都市圏に近い原発での事故も考慮すれば、東電福島第一原発事故よりもさらに損害額は大きくなると想定し、最低でも50兆円と推定すべき。
- ③ 原子力の損害想定額については、スリーマイルやチェルノブイリに関する報道等を踏まえれば、5.8兆円の4倍と考えるべき。
- ④ 原発の事故は、福島のように、同じ場所にある複数の原発が同時に影響を受けることを想定すべきであり、一か所での「平均立地基数」を求めて、損害費用を計算すべき。
- ⑤ 相互扶助制度における積立期間は、新規立地がないことを考えれば、残りの平均寿命の20年を使うべき。
- ⑥ 相互扶助制度における積立の前提となる発電量から女川原発、福島第一・第二原発を除くべき。
- ⑦ 原子力発電を行っていない会社が、経済産業省の電力調達で落札率88.97%*で契約していることから、原子力のコストが低いという結論は成立せず、全般的なパラメーターを見直すべき。

* 公共調達の適正化について(平成18年8月25日付財計第2017号)に基づく競争入札に係る情報の公表(庁費の類)2011年4月の競争入札(経済産業省)

報告書該当箇所	第3章2(6)(p.41-47) 第2章2(7)(p.11)など
情報提供者	②国会質疑での指摘、 ③⑤⑥⑦個人(大学教授)、④個人(研究員)

<情報提供に関する考え方>

①について

- ・損害賠償費用: 原子力損害賠償紛争審査会において、政府による避難区域等の見直し等に係る中間指針第二次追補についての議論をしているところであり、3月中にも決定がなされる予定。その場合、指針の内容に応じて、損害賠償想定額が増える可能性がある。
- ・除染費用: 平成23年度第3号補正予算を活用した事業を、除染特別地域及び除染実施区域においてそれぞれ本格的に開始したが、除染等の措置等に要する費用は現在も確定しておらず、現時点では、既に費用として見込まれている予算額の変更はない。今後、来年度以降の予算が決定されれば、追加する。
- ・廃炉費用: 昨年12月21日に「東京電力(株)福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップ」が発表されているものの、コストは示されていない。東京電力の決算等で廃炉費用の額の見通しが明らかになれば必要な補正を行う。
- ・上記の新しい情報が決まった時点で、試算を修正。
- ・原子力の損害賠償制度については、原子力損害賠償支援機構法に基づき、来年度の一般負担金の額が今年度中に決定されるとともに、原子力損害の賠償に関する法律の見直しについても検討を行うこととされており、それらの動きを踏まえ、事故リスクコストの試算方法について、検討を行う予定。

②③について

損害想定額については、各種の試算がなされているものの、今回の試算では、我が国におけるモデルプラントということで、福島の実績を、最大限量化できる範囲で算出することを原則としており、現時点では、5.8兆円となっている。前記①で記載した通り、今後、損害賠償、廃炉、除染などの費用が新たに明らかになれば、補正を加えていくことになる。

④について

今回の試算は、全ての電源で、モデルプラント1基を前提としたものであり、事故のコストの部分のみを複数基を前提とすることは適当ではない。

⑤について

今回の試算は、2010、2020、2030年に稼働をはじめるモデルプラントを仮定したものであり、実際の新規立地の可能性の有無は考慮していない。

⑥について

現段階では、廃炉が完全に確定しているもの（福島第一の1～4号機）のみを除いており、それら以外については、今後、廃炉となることが確定すれば、想定発電量から除外することは考えられるが、現段階では除外しない。

⑦について

自由化対象分野の電気料金は、発電コストのほか、送配電や販売のコスト、事業収益なども含んだ上で、事業者が、総合的な観点から決定するものであり、落札結果のみを見て、発電コストを判断することは適切ではないものと考えられる。

⇒①～③については、現時点で変更せず、新しい情報やデータは得られた時点でコストを見直す。
④～⑦については、現在の報告書の内容を変更する必要があるものではない。

【化石燃料関係、原子力】エネルギーセキュリティ確保のためのコスト

□ エネルギーセキュリティのためのコストを算出することはできないか。

＜情報提供に関する考え方＞

報告書該当箇所	第4章3(4)(p.67)
情報提供者	

○本報告書における整理

「(4)発電コストとは別の観点からの評価が必要な点

今回の試算では、発電コスト(経済性確保)、化石燃料のCO2費用(温暖化への対応)、原子力の社会的費用(安心・安全の要請への対応)というエネルギー選択の3つの要請に関しては、可能な範囲で算出する方針で進めてきたが、エネルギーセキュリティという要請については反映できていない。特に、燃料のほとんどを輸入に頼らざるを得ない化石燃料を使った火力については、エネルギーセキュリティ上のリスクがあることについては留意が必要である。(中略)

⇒マクロ的な経済効果、エネルギーセキュリティ上の評価などについては、エネルギーミックスの選択肢ごとに分析・試算する。」

○エネルギー基本計画(抜粋)

「エネルギー安全保障とは、資源生産地から国内の最終消費者に至るまで、安定的にエネルギーが供給される体制を構築するとともに、それが脅かされるリスクを最小化することである。

エネルギー安全保障を強化するためには次の五要素を総合的に確保する必要がある。(1)自給率の向上、(2)省エネルギー、(3)エネルギー構成や供給源の多様化、(4)サプライチェーンの維持、(5)緊急時対応力の充実、である。特に、諸外国に大きく劣後している自給率については、明確な目標の下、中長期的にぶれない取組を進めることが不可欠である。あわせて、国産資源に恵まれない我が国の状況を勘案すれば、その多くを海外に依存する化石燃料については、自主開発の比率を中長期的に高めることが重要である。これにより、我が国のエネルギー供給の自立性を総合的に向上させる。」

定性的な説明に加えて、セキュリティのコストや経済効果について定量化できないか検討

<論点0>

上記現行エネルギー基本計画に記載のある(1)～(5)以外に、必ずしも定量化できないものの考慮すべきと考え得るエネルギーセキュリティの強化要素はあるか。

<論点1>

自給率の向上、供給源の多様化のための手段として、たとえば資源開発や権益確保が考えられるが、これらのコストをエネルギーセキュリティのコストとして、各電源に載せることは適当か。その際、各電源毎に資源開発や権益確保のためにどの程度のコストを払うべきかを算出できるか？

<論点2>

サプライチェーンの維持、緊急時対応力の充実のための手段として、たとえば備蓄が考えられるが、これらのコストをエネルギーセキュリティのコストとして、各電源に載せることは適当か。その際、各電源毎に備蓄のためにどの程度のコストを払うべきかを算出できるか？

<論点3>

前記(1)～(5)の要素のほか、今回の震災により、大規模電源の集中リスク、遠隔地電源への依存リスクが顕在化したことを踏まえ、分散型電源の割合などを安定供給という観点から、エネルギーミックスの選択肢を評価する際、コストという形で示すことは可能か？

<論点4>

従来、化石燃料の中東依存度の高さが、エネルギー安全保障上の課題として挙げられており、発電のための燃料としては、石油、天然ガス、石炭の順番でそのリスクが高いといわれてきており、石油については約半年分の備蓄を行うことで、エネルギー安全保障に対応している。これらの違いを、シナリオの評価にあたって、緊急時のエネルギーセキュリティに留意しつつ、コストや定量的な形で示すことはできるのか？

(参考) 資源開発と備蓄のコスト

民間企業(開発、流通)が支出しているコストは、すでに燃料費に価格転嫁がなされているものと考えられ、残る政府支出を追加的なコストと考えられるところ、コスト等検証委員会報告書で用いた政策経費を基に試算したところ、以下のとおり。

	平成23年度予算(億円)			発電用の割合(%) ^{*1}	発電電力量(億kWh)	追加コスト(円/kWh)
	資源開発	備蓄	計			
石炭火力	43.9	0	43.9	46%	2511	0.01
LNG火力	374.8	0	374.8	59%	2945	0.07
ガスコジェネ				1%	288.5 ^{*2}	0.01
石油火力 (実経費)	104.2	14,241 ^{*3} (1,295)	14,345.2 (1,399.2)	6%	753	1.06 (0.10)
石油コジェネ (実経費)				3%	288.5 ^{*2}	1.35 (0.13)

*1: 総合エネルギー統計・平成22年度(2010年度)エネルギー需給実績(速報)(資源エネルギー庁)から、エネルギーベースの割合。自家用発電の割合をコジェネの割合とみなした。

*2: ガスコジェネと石油コジェネの発電電力量は等分。

*3: 14,241億円のうち12,946億円は、備蓄石油等に係る資産額であり、実経費は1,295億円。

原子力についての資源開発・備蓄に関する政策経費を化石燃料と同様に発電量当たり換算したところ、以下のとおり。

	平成23年度予算(億円)			発電電力量(億kWh)	追加コスト(円/kWh)
	資源開発	備蓄	計		
原子力	9.5	1.0	10.5	2,882	0.004

【石油、ガス、石炭】環境対策費用

- 環境対策費用としてCO₂しか考慮されていないが、既存の検討である程度定量化して論じられている大気汚染(NO_x, SO_x, PM)の費用について、直接燃焼(排ガス処理済)の実態値に近い値を利用して考慮すべきではないか。大気汚染物質のコントロールコストの報告例*¹を参考に、NO_x, SO_x, PMの燃料種別熱量(TOE)あたりの原単位*²に、報告書における発電端熱効率と所内率から燃料種別発電量を求めてkWhあたりのNO_x, SO_x, PM排出原単位に換算すると以下のとおり。

＜大気汚染物質のコントロールコスト＞

¥/ton	NO _x	SO _x	PM
Ottinger	145,200	181,400	36,100
Wang	850,700	568,800	294,900

＜電源別の大気汚染物質のコントロールコスト＞

		石炭火力	LNG火力	石油火力
NO _x	円/kWh	0.5	0.1	0.8
SO _x	円/kWh	0.2	0.0	0.7
PM	円/kWh	0.0	0.0	0.0
合計	円/kWh	0.8	0.1	1.5

* 1 R.L.Ottinger, et.al.:Environmental Costs of Electricity, Oceane Publications, 1991, M.Q. Wang, D.J. Santini & S.A. Warinner, Methods of Valuing Air Pollution and Estimated Monetary Values of Air Pollutants in Various U.S. Regions, Argonne National Lab, 1994.

* 2 国立環境研究所「産業連関表による環境負荷原単位データブック(3EID)」

報告書該当箇所	第2章1(2)(p.4)
情報提供者	エネルギーシナリオ市民評価パネル

＜情報提供に関する考え方＞

- コントロールコストについては、モデルプラントにおいて既に脱硫、脱硝、集塵にかかる排ガス処理施設の建設費用が含まれていること、他の大気汚染物質に関するコストについても十分に根拠を持って試算すべきデータがないため、発電コストには加算しない。

ただし、化石燃料の燃焼によりNO_x, SO_x, PMといった大気汚染物質が生成され、排ガス処理をしても環境負荷をゼロにすることはできず、環境外部費用が発生していることは事実であり、この点についての留意が必要である。

また、排ガス処理によって生じる汚水やプラント冷却によって生じる温排水、水力発電所や風力発電所の建設による自然環境・景観の破壊等、発電コスト試算に含まれない環境外部費用があることにも留意が必要である。

⇒現在の報告書の内容を変更する必要があるものではない。

<大気汚染等の経済的評価>

- ✓ 大気汚染等の公害に関する環境被害は、地球温暖化問題と異なり、地域性が問題となるため、他の排出源の集積状況等により、外部不経済の程度、その寄与度が異なり、モデルプラント方式において一律に大気汚染等の経済的評価を行うことは困難。

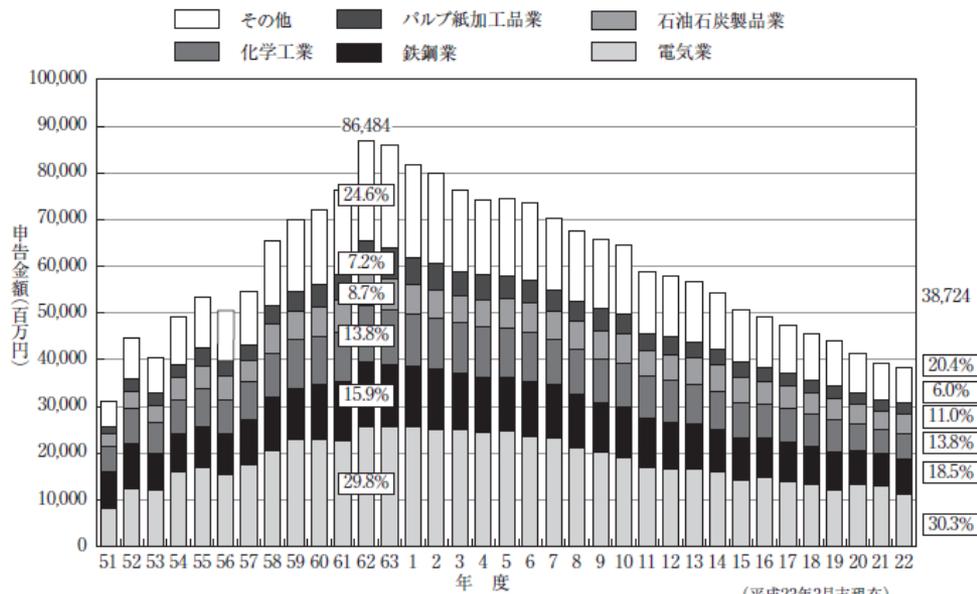
<大気汚染のコントロールコスト>

- ✓ コントロールコストとは、規制等により大気汚染対策を行うための費用であり、一般にShadow Priceであって、適正值(均衡価格)の設定は難しい。
- ✓ 既にモデルプラントにおいて計上されている大気汚染対策のための費用が、我が国におけるコントロールコストを下回るとは言えないため、追加的に大気汚染のためのコストを加算することはしない。

<大気汚染の補償コスト(汚染負荷量賦課金)>

- ✓ 昭和40年代に発生した激甚な公害被害について、公害健康被害補償法に基づき、ばい煙発生施設等を設置していた者から、補償給付及び公害保健福祉事業に必要な費用の相当分を、過去のSox排出量及び現在のSOx排出量(施設に関わらず同一工場・事業場からの排出量すべて)に応じて徴収しているおり、モデルプラントの「諸費」に含まれている。

【参考】汚染負荷量賦課金業種別申告金額の推移



【化石燃料関係】CO₂対策費用の見通し

- ① CO₂対策費用の見通しは、地球の平均温度上昇を2度以内に抑える可能性の高い450ppmシナリオを基本に置くべき。

＜各シナリオにおける主な電源の発電コスト試算結果(円/kWh)＞

電源	2010年		2020年		2030年	
	新政策シナリオ	450シナリオ	新政策シナリオ	450シナリオ	新政策シナリオ	450シナリオ
石炭火力	9.5	12.6	10.2	14.8	10.3	15.3
LNG火力	10.7	12.0	10.4	12.2	10.9	13.1
石油火力	36.1	38.6	37.8	41.7	39.0	43.7
ガスコジェネ	10.6	11.6	11.1	12.7	11.5	13.6

- ② CO₂の対策費用について、たとえばExtern-E, Tol, Downig等によると7,770～24,150円/t-C(60～80\$/t-CO₂程度)となり、為替レートや割引率について将来予測は不可能であり、CO₂価格を為替レートで換算することが妥当かは不明であるが、トレンドは考慮せず80\$/t-CO₂として加算すべき。

＜情報提供に関する考え方＞

①②について

報告書においては、IEAのWorld Energy Outlook20のシナリオのうち、海外の機関や日本の研究機関などの見通しと概ね合致する以下のシナリオを参照することとした。

燃料費：世界全体の現行シナリオと新政策シナリオ

CO₂価格：EU現行政策シナリオ、EU新政策シナリオ、豪・NZ新政策シナリオ

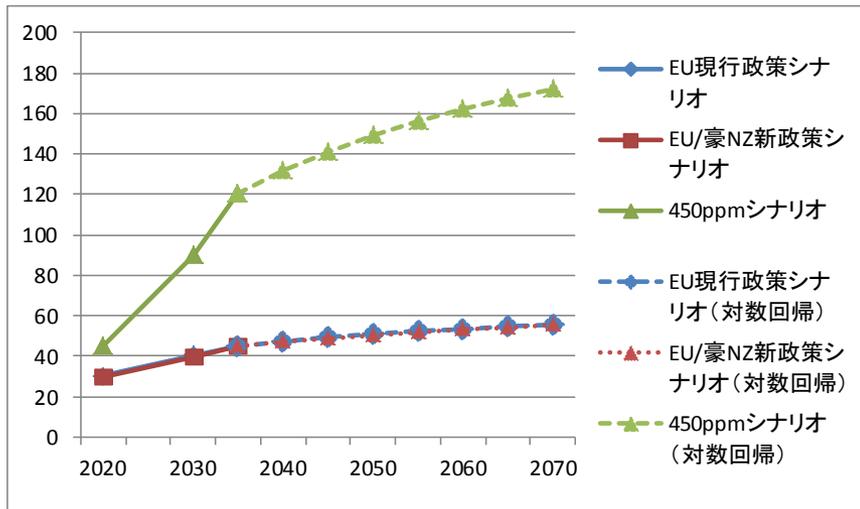
同時に、CO₂価格を取り込んだとしても、その水準次第では必ずしも環境外部費用を完全に内在化したことにはならない点に留意する必要性を注で示すこととした。

⇒①②ともに、試算結果を参考値として示す。

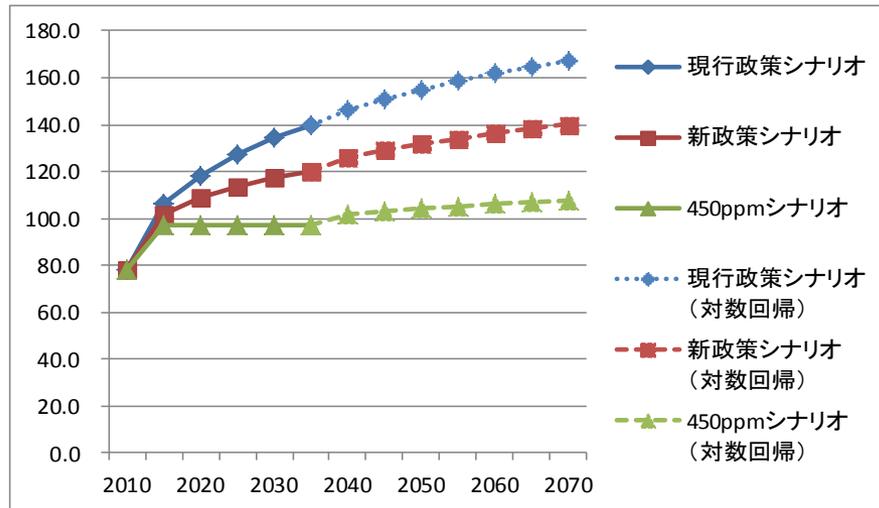
報告書該当箇所	第2章3(2)(p.14)
情報提供者	①個人(建設業) ②エネルギーシナリオ市民評価パネル

- ✓ 委員会の考え方は以上であるが、仮にWEO2011の450シナリオを用いてCO2価格の将来見通しを示す場合、燃料費の将来見通しも450シナリオを用いることが整合的であり、試算結果を参考に示すと以下のとおり。

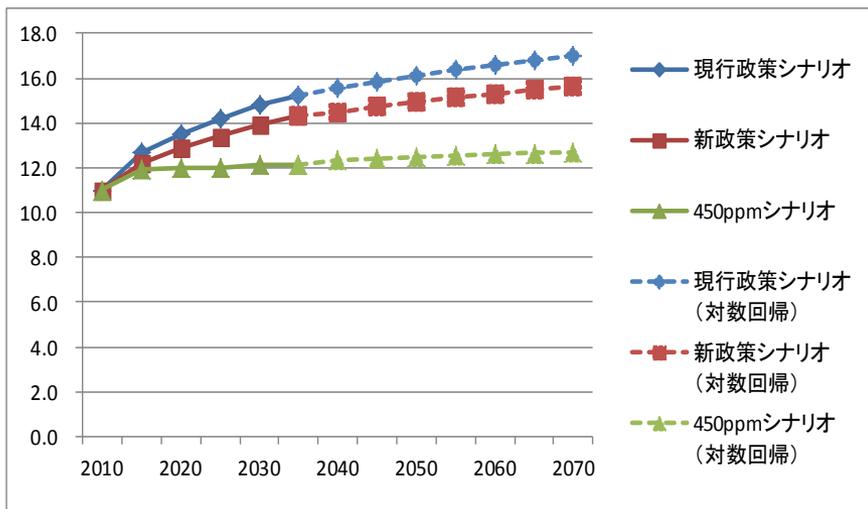
【参考】WEO2011における各シナリオのCO2価格(\$/tCO2)



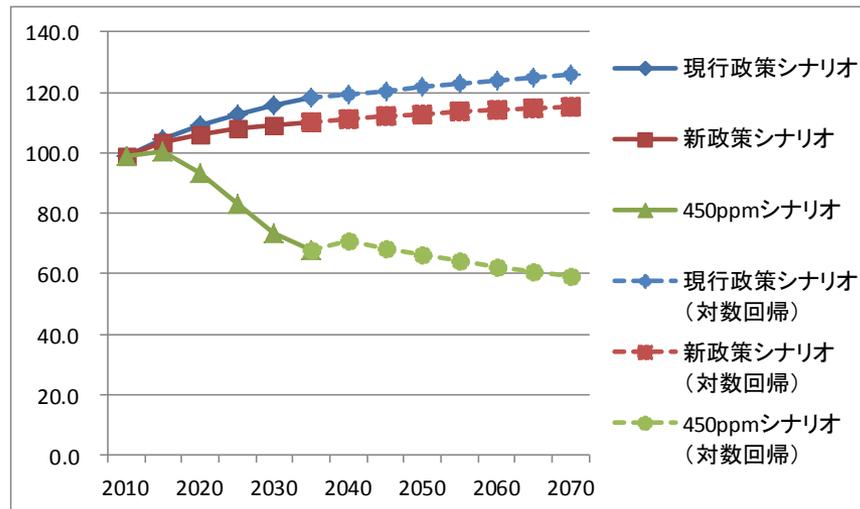
【参考】WEO2011をもとにした原油価格見通し(\$/bbl)



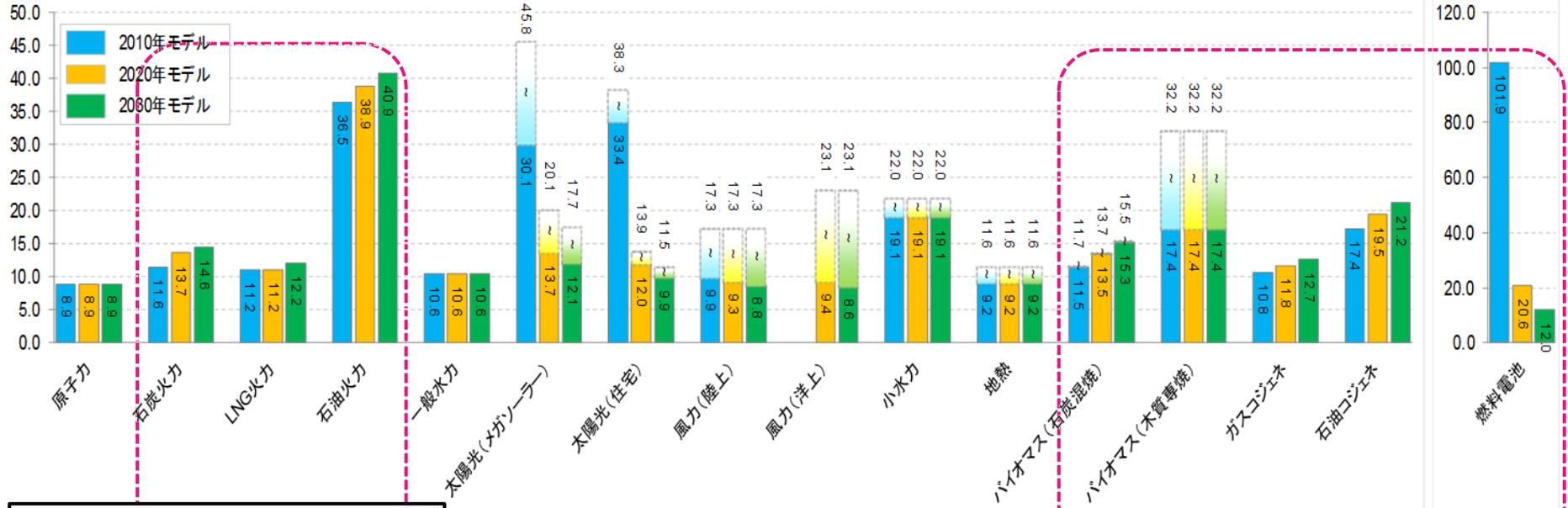
【参考】WEO2011における天然ガス価格見通し(\$/MBtu)



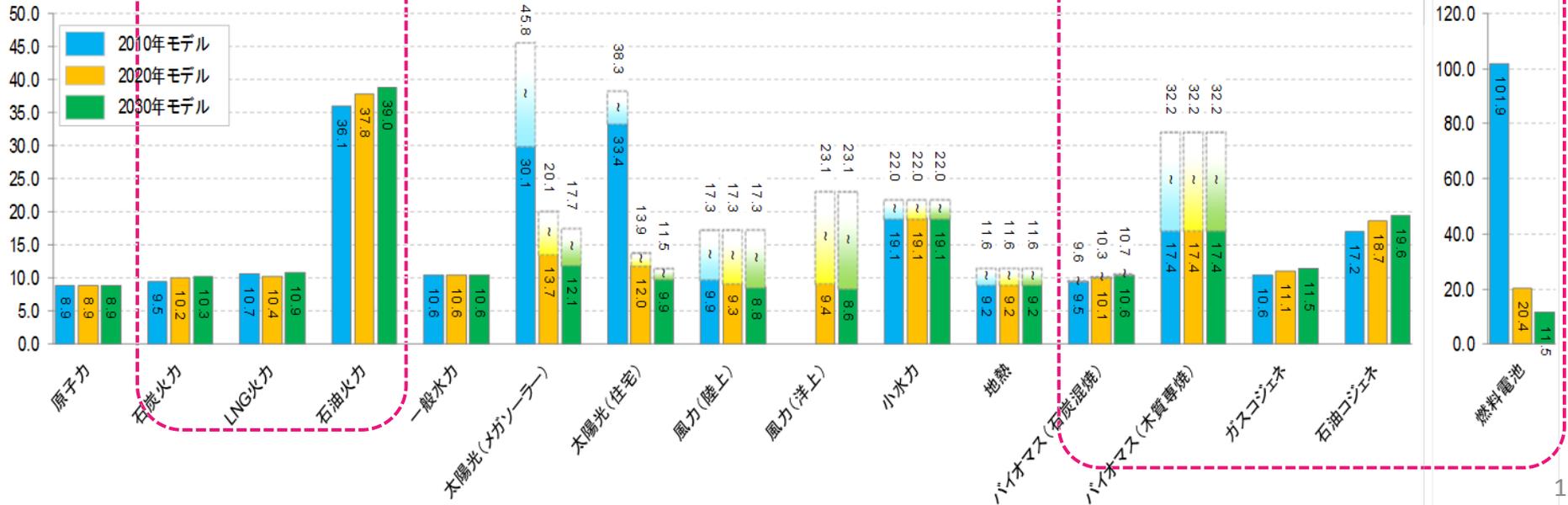
【参考】WEO2011における石炭価格見通し(\$/t)



450ppmシナリオ



標準ケース(新政策シナリオ)



【再生可能エネルギー】政策経費

- 再生可能エネルギーに関する政策経費は、現状からエネルギー基本計画における2030年の導入量に拡大すると仮定して加算すべき。

＜再生可能エネルギー・政策経費の試算＞

発電電力量(kWh)	総コスト(円)	円/kWh
3.024×10^{12}	3.61×10^{12}	1.19

＜計算方法＞

小水力、地熱、太陽光、陸上風力、洋上風力、バイオマス、燃料電池の政策経費H.23実績値が20年間続き、再生可能エネルギー等の2007年度の総発電量と、現行エネルギー基本計画における2030年度の総発電量の平均値で20年間発電されると仮定して試算。

報告書該当箇所 第2章3(5)(p.24～)

情報提供者 個人(研究員)

＜情報提供に関する考え方＞

将来の発電量の拡大を見込んで技術開発等が行われ、現時点の発電電力量が少ない小水力、地熱、太陽光、風力、バイオマス及び燃料電池については、あくまでも今後伸びることが期待される電源であり、当該電源に係る予算額を直近のわずかな電力量で割った数値を発電コストとすることは適当でないと考えられることから、上乘せする対象から除いている。

⇒現在の報告書の内容を変更する必要があるものではない。