

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

発電原価

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、再生可能エネルギー】割引率の考え方
- 【原子力など】建設期間中のコスト
- 【原子力】新しい安全対策によるコスト
- 【原子力】建設単価、廃炉費用
- 【原子力】原子力の設備利用率
- 【原子力】再処理における核物質再利用率
- 【化石燃料関係など】為替レートや燃料価格
- 【石油】石油火力の発電コスト
- 【洋上風力】洋上風力の電源線コスト
- 【地熱】発電コストと普及のポテンシャル
- 【太陽光】メガソーラーのコストと普及のポテンシャル
- 【バイオマス】収集運搬コスト
- 【燃料電池】設備利用率及び発電効率
- 【分散型エネルギー】送配電コスト

【原子力、再生可能エネルギー】割引率の考え方

- ① 近年の低金利政策を踏まえれば、代表数値として割引率を1%程度で評価すべきではないか。
- ② 再エネ法の目的を考えれば、1～5%の割引率では低すぎる。事業収益を考え、8～10%とすべき。
- ③ 原子力のバックエンド事業のように長期のプロジェクトについては、割引率は限りなく低くすべき。

＜情報提供に関する考え方＞

①について

今回の試算では、割引率は0, 1, 3, 5%と幅を持って試算をしている。例えば、割引率1%と3%の場合の発電コストを比較してみると次ページのとおりのとおり。

②について

今回の試算における割引率とは、社会一般的な将来の金銭の不確実性を踏まえて、現在価値に換算するときの割合を、1年あたりの割合で示したものであり、個別の事業収益率とは別のものである。

③について

長期のプロジェクトについては、割引率を0%、あるいは相当程度低くすべきとの指摘は、委員会の中でも指摘され、それについては、今回の試算にあたっての割引率は、社会的割引率であり、準時間選考割引率とは異なるので、特定の事業のみについて、違う割引率を適用して試算することは必ずしも適当ではないのではないかということで、割引率については一律に適用することとなっている。

⇒①、②、③のいずれについても、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。

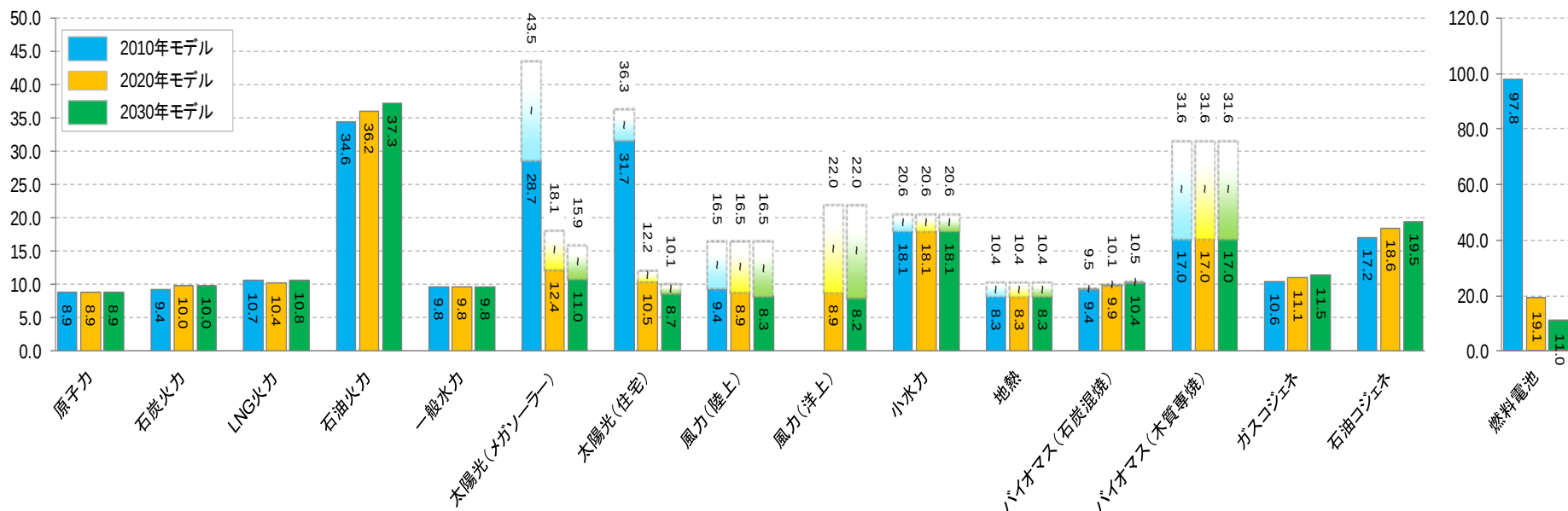
報告書該当箇所

第2章2(2)(p.8) ③については第3章2(3)(p.38)も関係あり

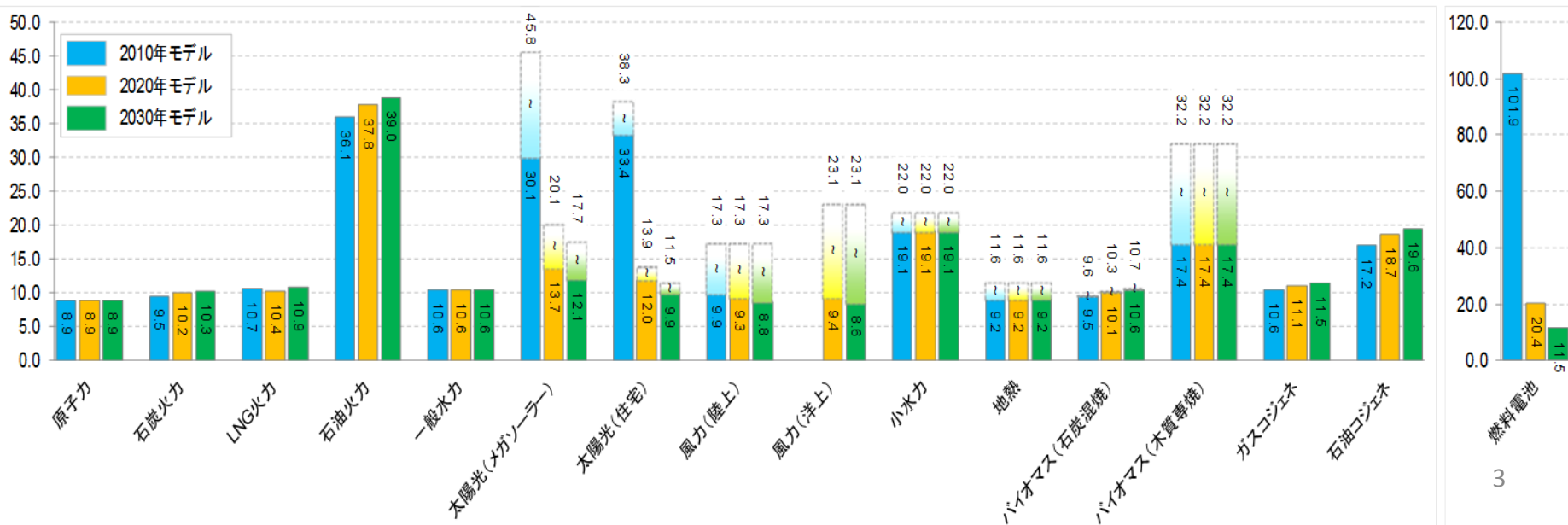
情報提供者

- ①エネルギーシナリオ市民評価パネル
- ②日本アジアグループ(株)、(社)日本風力発電協会
- ③民主党プロジェクトチーム

割引率1%



割引率3%



【原子力など】建設期間中のコスト

- ① 原子力のように建設期間が長く、建設費が高い場合、建設中の利子をコストに含めるべき。
- ② 建設費は操業開始前に発生する費用であり、減価償却費を割り戻すことは適切ではなく、実際の支払の発生年度ごとに計算すべき。
- ③ 原子力発電所は建設遅延が起きており、その間は、火力で代替せざるをえないため、その分のコストを勘案すべき。

＜情報提供に関する考え方＞

①②について

報告書該当箇所

第2章4(4)(p.30)

情報提供者

①個人(大学院生) ②(社)日本風力発電協会
③エネルギーシナリオ市民評価パネル

建設費については、減価償却費用をコストとしてみることが一般的であると判断し、今回の試算では減価償却費用を使った。一方、建設中の利子を考慮しているコスト試算もあるが、建設に要する資金の支払利息は事業者によって資金調達年数や借入利率が異なる等の事情があることから、今回前電源一律に含まないこととしたもの。建設の期間及びその間のコストの発生の状況について、電源毎に比較可能なレベルで数値を算出することは難しいが、報告書の別添6で示した計画から稼働までの期間中、建設費用として、毎年同額が支払われたとして、その間の利子を割引率と同じと仮定して、参考までに試算してみると、結果は次ページのとおり。

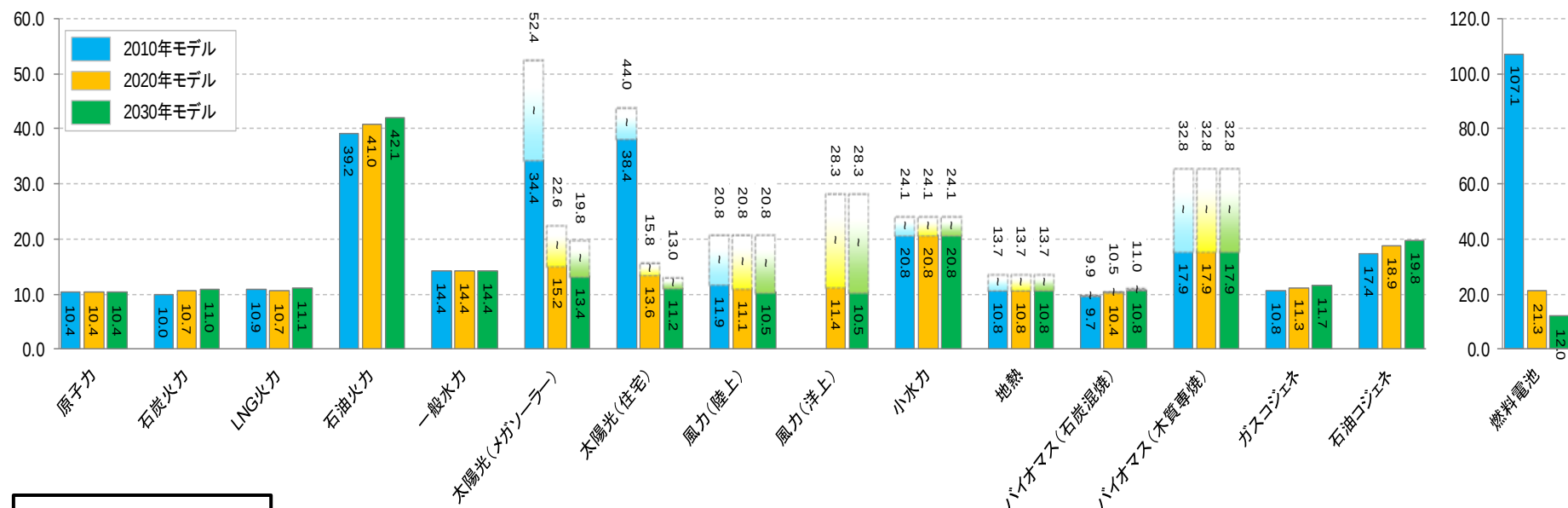
③について

今回の試算は、2010年、2020年、2030年にそれぞれ稼働を開始するモデルプラントを想定したものとなっている。従って、建設遅延については、建設期間の長さという形で勘案されることはあっても、その期間に他の電源を使った場合のコストを勘案して、それを当該モデルプラントのコストとして計上することは、必ずしも適当ではないと考えられる。

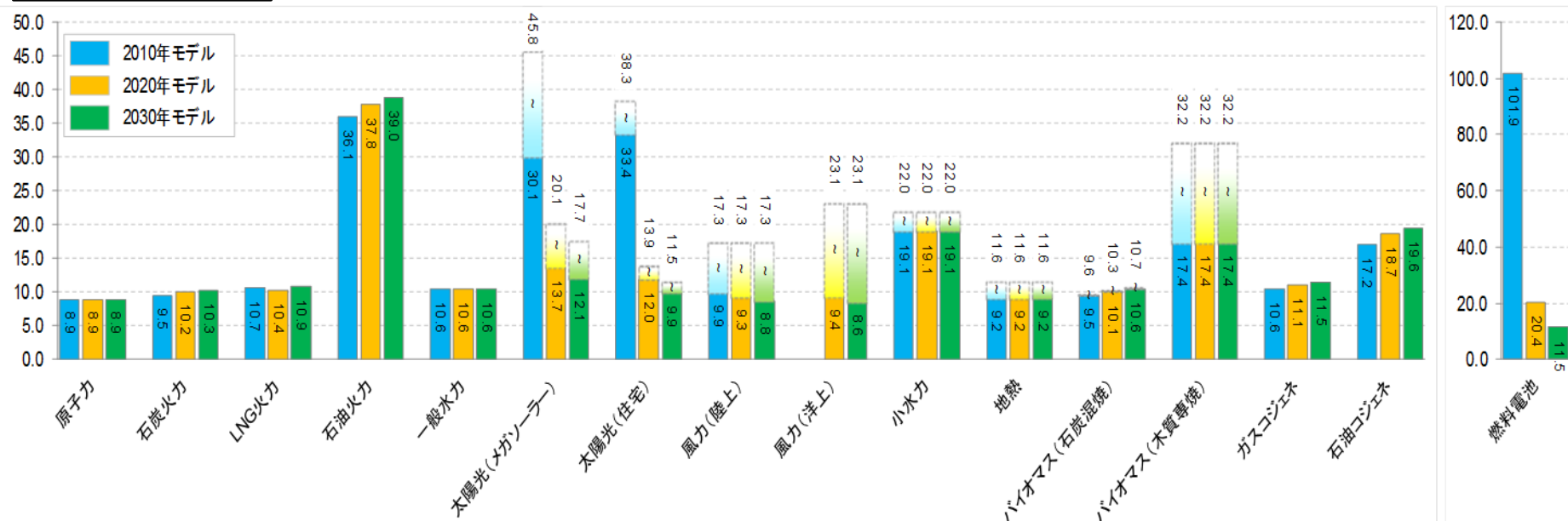
⇒①②については、前記試算結果は参考値として示す。

③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。

建中利子考慮(平均的な期間で費用を等分し、利子3%で計算。)



標準ケース



【原子力】新しい安全対策によるコスト

□ 新しい安全規制に対応したコストはどう考えるのか。

報告書該当箇所

第3章2(4)(p.41)

情報提供者

—

＜指摘に関する考え方＞

○報告書における整理

今回の試算においては、原子力の追加的な安全対策については、去年の震災後から平成23年11月15日現在で政府が指示をした対策を講じるコストを勘案している。

その上で、新たな安全規制に関しては、以下の通り、今後の課題として整理している。

「追加安全対策については、事故リスクとの関係を精査すること、安全規制との関係を整理したうえで新たな安全規制が明らかになればその効果を勘案することが考えられるが、現時点では、双方とも回答できる状況にないため、今後の課題として整理した。【第3章2(4)(p.41)】」

○新たな安全規制の動き

「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」の改正を受けて、新しく設置される原子力規制庁の下で新しい原子力安全規制の検討が進められる。法律が成立すれば、来年にも新しい原子力安全規制に関する関係法令が整備される予定である。

新しい原子力安全規制の内容が明らかになった段階で、追加的なコストについての試算を検討する予定。

⇒新しい情報やデータは得られていないので、現時点で変更せず、新しい安全規制の内容が明らかになった時点でコストを見直す。

【原子力】建設単価、廃炉費用

- ① 米国では原子力発電所の建設単価は、安全対策等のために上昇傾向にあり*、日本においても当然今後上昇すると考えて、建設単価の上昇(例えば、35万円/kW→60万円/kW)を見込むべき。
- ② 通常の廃炉に係る期間については、日本の実績を考えれば、20年は見込むべき。廃炉の費用も、実績を踏まえれば、7,000億円程度として試算すべき。

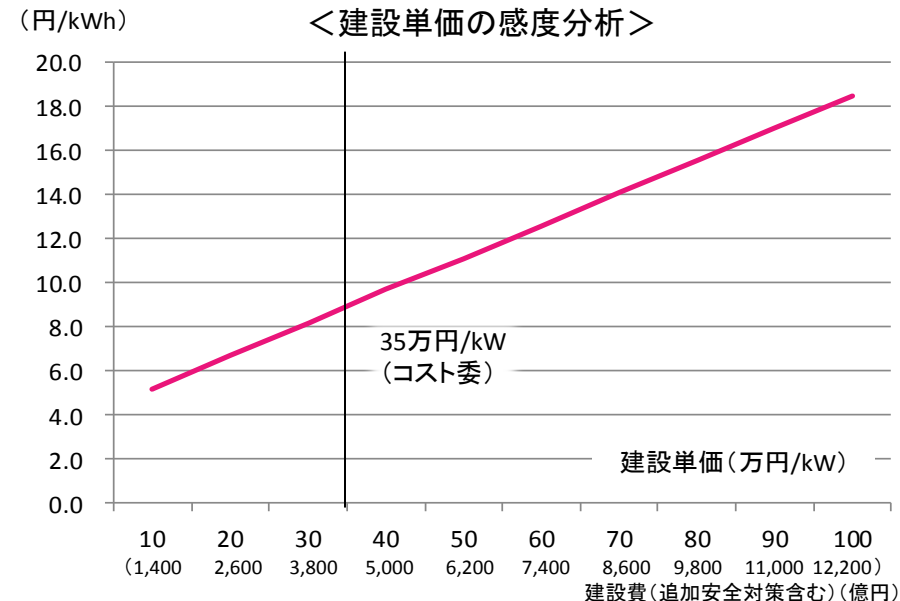
* POLICY CHALLENGES OF NUCLEAR REACTOR CONSTRUCTION, COST ESCALATION AND CROWDING OUT ALTERNATIVES (MARK COOPER 2010)

＜情報提供に関する考え方＞

①について

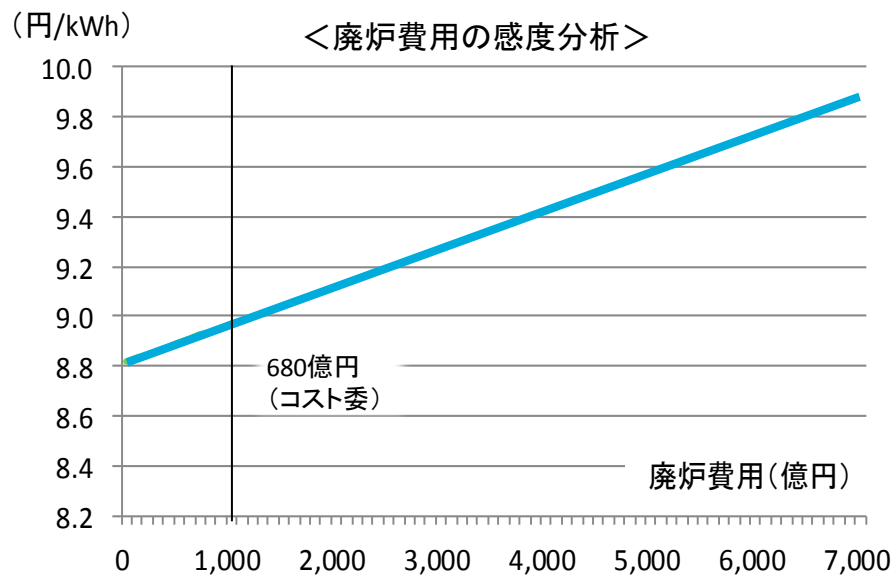
原子力の建設単価については、新しい安全対策によるコスト増(前述)が見込まれるものの、我が国においては必ずしも上昇のみを続けているわけではないこと、過去の傾向が2030年まで継続するかどうか明らかでないこと、米国における過去の傾向が我が国においてそのまま適用できるとは限らないことから、現時点では定量的な見通しを示すことは難しい。また、2030年のコストの見通しについては、増加要因のほか次世代軽水炉(2030年実用化を目指して官民で研究)によるコスト低減の可能性もあることにも留意が必要。他方、建設単価が高くなる可能性は否定できないことから、参考として感度分析を行ったところ右図のとおり。

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	①国会質疑での指摘 ②個人(大学教授)



②について

我が国における商業炉の廃炉実績としては、現在、日本原子力発電(株)東海発電所の廃炉が進められているところであるが、まだ廃炉費用は確定しておらず、また、同発電所はガス冷却炉であり、炉心が大型で、多量の黒鉛が存在し、また炉内の構造が複雑で放射性の機器や構築物が軽水炉より多く、放射能レベル区分が高い物量が多い等の特徴があるため、廃止措置費用が軽水炉より割高となる。我が国では商業用軽水炉の廃炉実績はまだなく、現在の報告書は、電気料金に組み込まれている廃炉のための引当金の前提となっている廃炉費用などを前提として試算。この廃炉費用の総見積額は解体放射性廃棄物の処理処分に見込まれる工程と物量に基づき見積もられており、毎年度、資材価格の上昇などを反映して見積もりをし直し、大臣の承認を受けることとなっている。電力事業者に対して、総見積額の妥当性についてヒアリングしたところ、国内における軽水炉の廃炉処理実績が無いいため実績額と比較した判断は難しいが、廃炉処理に想定される処理行程と規模は不足なく見積もられているとの認識であった。他方、廃炉の費用が高くなる可能性は否定できないことから、参考として感度分析を行ったところ下図のとおり。



⇒①②ともに、感度分析の結果は参考値として示す。

【原子力】原子力の設備利用率

- ① 原子力の設備利用率は近年60%台で、規制強化や今後の老朽化を考えれば50%あるいはそれ以下とすべき。
- ② 原子力の設備利用率は、世界の趨勢や原子炉の高性能化などを考えれば、80%、90%で考えるべき。
- ③ 原子力の設備利用率の低下に伴う火力代替のコストを勘案すべき。

＜情報提供に関する考え方＞

①②について

今回の試算では、原子力の設備利用率について、10、50、60、70、80%のそれぞれで試算をしている。設備利用率について10%～90%まで感度分析を行うと以下のとおり。

③について

今回の試算において、設備利用率について、基準値があり、そこから低下した、あるいは上昇したという考え方はとっておらず、あくまでも、モデルプラントの設備利用率について、複数の場合を仮定して、試算を行っている。従って、設備利用率の低下に伴う火力代替のコストという考え方はなじまないものと考えられる。

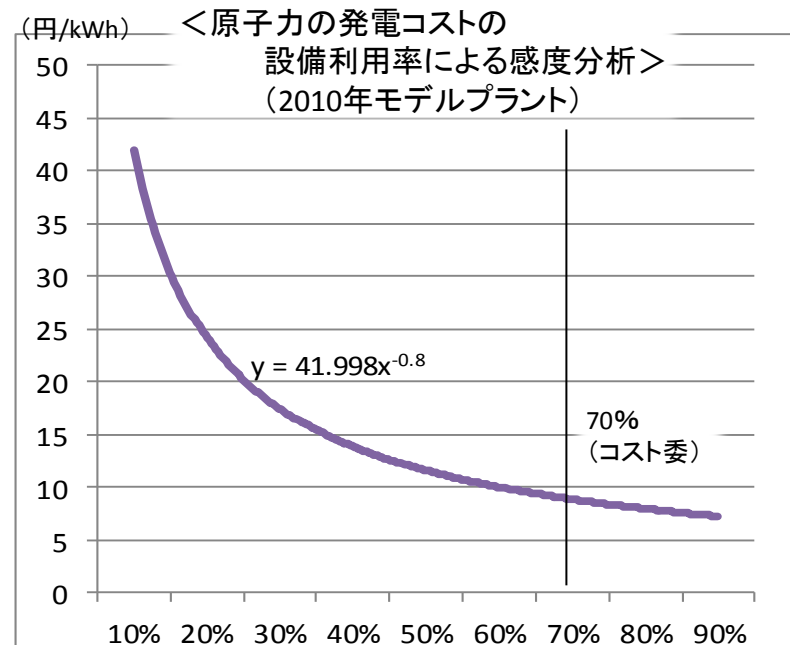
⇒①②ともに、感度分析の結果を参考値として示す。
③については、現在の報告書の内容を変更する必要があるものではない。

報告書該当箇所

第2章2(5)(p.9)

情報提供者

- ①個人(大学院生)、エネルギーシナリオ市民評価パネル
- ②個人(技術士(原子力・放射線))、個人(研究員)
- ③エネルギーシナリオ市民評価パネル



【原子力】再処理における核物質再利用率

□ 再処理プロセスにおける再生率15%という数字は根拠がないのではないか。

＜情報提供に関する考え方＞ 資料2-2 参照

報告書該当箇所	第6回コスト等検証委員会資料1-2の2. 第1列目
情報提供者	東京新聞(平成24年3月5日(月)朝刊1面ほか)

○報告書における整理(第6回コスト等検証委員会資料1-2の2. 第1列目)

今回の試算にあたっては、ウラン燃料を使って発電後、再処理すると、約1%のプルトニウムが得られる。トン数で言うと1トンのウランの使用済燃料から約10kgの核分裂性のプルトニウムが得られる。

ウラン新燃料を45,000MWd/t燃焼させた場合、使用済燃料には約96%のウラン(このうち核分裂性ウランは約0.9%)、約1%のプルトニウム(このうち約0.6%が核分裂性プルトニウム)、残りは高レベル廃棄物が含まれている。

今回の試算では再処理後のプルトニウム約10kgと回収ウラン*約140kgを混ぜてMOX燃料を作って再利用すると想定しており、これが再生率15%を意味している。従って、15%のプルトニウムと回収ウランが得られるという形で、続くものとして試算されている。

なお、一般的には、MOX燃料の場合、プルトニウムの量は、4~9%程度である。

*:劣化ウランの誤り

【化石燃料関係など】為替レートや燃料価格

- ① 円安による化石燃料への影響度について記載し、国民に対し発電コスト上昇リスクがあることを明示すべき。
- ② 中長期にわたって為替レートの妥当な値を設定することは困難であるが、高ケース(50円/\$)と低ケース(120円/\$)で示すべき。
- ③ 為替レートや燃料価格について、最新のデータを使うべきではないか。

報告書該当箇所

第2章2(3)(p.9)

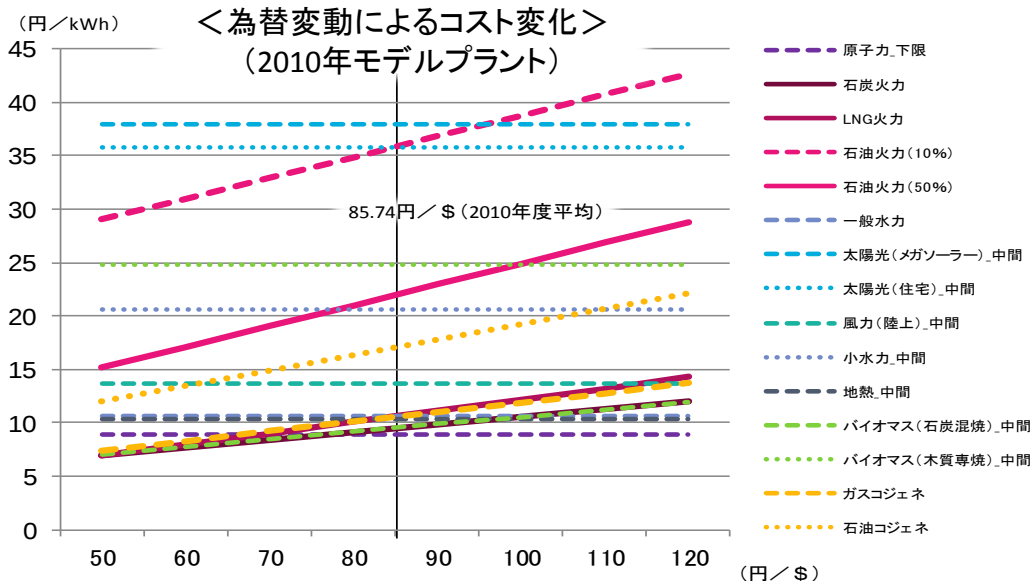
情報提供者

①個人、②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＞

①②について

化石燃料の輸入額は為替レートの影響を大きく受けるため、さらに円高になり発電コストが減少する(円高メリット)可能性と円安により発電コストが上昇する(円安リスク)可能性があるが、中長期にわたって為替レートの妥当な値を設定することは困難であるため、便宜上将来にわたって一定と仮定して試算している。なお、為替変動による発電コストの変化は以下のとおりである。



【参考】過去10年の為替変動(円/\$)＞



(日本銀行 時系列統計データ検索サイトから)

③について

現在の試算において、為替レート及び燃料価格については、直近のデータということで、2010年度のデータを適用。新しいデータが出た場合は、順次対応することが、本委員会の趣旨と合致するものと考えられる。

現在の試算では、年度ベースでの数字を使っていることも踏まえ、選択肢の議論を行うにあたっては、2011年度ベースの数字を使うこととしたい。

⇒①②ともに、感度分析の結果を参考値として示す。

③については、本年4月以降に、2011年度のデータを使って、試算をやり直す。

【石油】石油火力の発電コスト

- ① 発電コストを横並びで比較する場合は、稼働率の前提をそろえるべき。
- ② 発電効率について、2010年モデルプラントは最新式の石油火力発電(超臨界圧)を採用すべき。その際の発電効率は、DOEが発表している火力発電のデータベースに基づき試算を行うべき。また、将来(2030年)評価では他の火力発電と同じく発電効率向上のポテンシャルを適正に評価すべき。
- ③ 燃料費の将来見通しについては、不確実性が高く、オイルサンド・オリコタル、シェールオイル等の開発が進んだことにより石油の可採埋増量は飛躍的に増加しており、今後40年間にわたって一本調子で原油価格が上昇するとの前提は必ずしも妥当とは言えないので、現時点においては2010年実績で評価すべき。
- ④ 石油火力は天候に依存せず、出力を自由にコントロールできる信頼に足る電源であり、太陽光発電と単純比較する記述は不適切。

<情報提供に関する考え方>

報告書該当箇所	第3章3(3)(p.52)など
情報提供者	①～④石油連盟

①について

今回の試算では、10, 50, 60, 70, 80%という5条件でコスト試算を行い、その結果として、設備利用率とコストの関係から、下記のとおり電源の特性を整理した。その上で、それらの特性を踏まえ、各電源の評価を行っている。各設備利用率での試算結果の詳細は報告書参考資料2で示している。

- ・設備利用率が下がった場合の発電コストの上り方が大きい電源
＝ベース電源に向いている ⇒原子力、石炭、地熱
- ・設備利用率が下がった場合の発電コストの上がり方が小さい電源
＝低い設備利用率で運転しても経済への影響が小さい
 - －高い設備利用率において発電コストがベース電源並み＝ベース電源、ミドル電源、ピーク電源に向いている。
⇒LNG
 - －高い設備利用率において発電コストがベース電源より高い＝相対的にピーク電源に向いている⇒石油

②について

発電効率については、近年わが国で石油火力のリプレイス・新設がなされなかった故に20年以上前の建設実績等から導き出しており、最新技術等が勘案されたデータとなっていない。一方、指摘のとおり、米国DOEが発表している最新型の石炭火力とLNG火力のデータベースに基づき、石油火力の発電効率を推定した場合には、発電効率42%（所内率4.0%）となり、2020年、2030年に、超臨界圧の石油火力発電が実現した場合の発電コストは以下のとおり。

（単位:円／kWh）

	設備利用率	2020年	2030年
現在の試算値（発電効率39%）	50%	23.9	25.1
	80%	22.6	23.8
発電効率を変更した場合の試算値 2020年:42%、2030年:48%（所内率は4%）	50%	22.4	20.9
	80%	21.1	19.6

③について

燃料費の将来見通しについては、本報告書においては、IEAのWEO2011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、世界全体の現行シナリオと新政策シナリオを用いている。これよりも、2010年実績で一定とする方がより適当とは考えられない。

④について

ピーク的な電源という趣旨で太陽光発電と石油火力を比較しているものである。なお、指摘のように、太陽光発電のように出力を自由にコントロール出来ない電源と、石油火力のように出力を自由にコントロールできる信頼に足る電源という点での両者の違いについては、留意が必要。

⇒①③④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。

②については、報告書の内容として適当である。

【洋上風力】洋上風力の電源線コスト

- 洋上風力の電源線コストについては、陸上風力と比べて、単価が高いこと、たまたま付近に電源線があることはないこと、敷設距離が長くなることが多いことから、高額になる場合が多いことを注釈するのが望ましい。

報告書該当箇所	第3章3(4)(p.54)
情報提供者	個人(建設業)

<情報提供に関する考え方>

- ✓ 「洋上風力については、電源線のコストが、陸上風力よりも高くなることに留意する必要がある。」ことは報告書に記載している。

⇒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。

【地熱】地熱の発電コスト及び普及のポテンシャル

- ① 地熱発電については、下記のような特殊性があることを明記することにより、事業として成り立つための適正な固定買取価格の算定に誤った情報提供がなされないよう注意すべき。
 - ㊦初期段階の資源探査特有のリスクがあること
 - ㊧山間遠距離にあることによる送電線接続の問題
 - ㊨1本の井戸当たりの蒸気流量は地点によって著しく異なるため、数千kWの中規模の地熱発電所と、数万kWの大規模の地熱発電所では、コストが大幅に異なる。
- ② 還元井の掘削本数や生産井と還元井の補充井の掘削頻度が明示されていないので過小評価されているのではないか。
- ③ 報告書p33図11のうち「国立・国定公園の特別保護地区・特別保護地域を除く、150℃以上の熱水資源」は、村岡ほか(2008)によると思われるが、これは「賦存量」であり「導入ポテンシャル」ではないのではないか。
- ④ 図11のうち「公園の外延部から1.5kmの傾斜掘削を含む、150℃以上の熱水資源：640万kW」は、公園の外縁に沿った帯状の範囲の熱量を機械的に計算して示しても、その様な形の範囲で開発することは殆ど全く不可能なので、この様な架空の数値を示すことは無意味であり、開発できるかも知れないという誤解を招くので、この楕円部分は削除すべき。
- ⑤ 我が国の地熱傾斜井掘削の偏距の最大実績は、偏距(水平距離)約1.4kmの実例が1例、偏距1.0km以上の実績も数例あるのみ。自然公園規制区域の境界線上には開発地点を設置できないこと等も考慮すると、公園の境界線上から侵入可能な距離は1.0kmが限界。また、立地制約や技術的な限界から一律1.0kmに帯状に設定することはできない。ポテンシャルの数字は(参考資料の数字に)置き換えるべき。

- ⑥ 報告書では、「国立・国定公園の特別保護地区・特別地域の外縁部から水平距離1.5kmの傾斜掘削を含む、53℃以上の熱水資源」を掲載しているが、今後の可能性から考えて、「自然公園の特別保護地区・第1種特別地域を除く150℃以上の熱水資源」「自然公園の特別保護地区・第1種特別地域外縁部からの水平距離1.5kmの傾斜掘削を含む150℃以上の熱水資源」「自然公園のすべての種別を含む日本全土の150℃以上の熱水資源」を比較して(参考資料の数字を)掲げておくことがより有意義と考える。

報告書該当箇所	第2章5(3)(p.33) 第3章3(5)(p54)
情報提供者	①②④ 日本地熱開発企業協議会 ③⑥ 個人(研究員) ⑤ 地熱技術開発(株)

<情報提供に関する考え方>

①㉗について

報告書第3章3(5)(p54)において、地熱の発電コストには、「初期投資コストとしては大きい地熱資源量の調査費用は含まれておらず、今後、導入量を拡大するために、例えば、規制区域外から規制区域内の地下の熱源に向けて斜め掘りすることとなった場合、水平方向の距離が長くなればなるほど、追加的な投資も増え、掘り当てる確率も下がっていくこととなる」旨を記載している。

①㉙について

報告書第3章3(5)(p55)において、「地熱の立地場所は、電力会社の系統から遠いケースが多く、電源線のコストの問題もある」旨を記載している。

①㉕について

報告書参考資料1のp12の地熱発電所の諸元データにおいて、「地熱発電は、個別地点ごとの地下資源量に依存する出力によるコスト変動が大きいことに留意が必要」である旨を記載している。

②について

報告書参考資料1のp12の地熱発電所の諸元データに、「モデルプラントとして、生産井1本当たりの蒸気量37.5t/h、8本(深度1,500m)を想定」している旨を記載している。

還元井については熱水還元量150t/h(熱水還元量)、5本(深度1,500m)を想定している。

補充井については、減衰率を5%として、出力維持のため追加で掘る生産井は約4年で1本、還元井は約5年で1本を想定している。

③について

経済産業省の「地熱発電に関する研究会」中間報告(2009年6月9日)においては、独立行政法人産業総合研究所が試算した地熱資源量評価による日本の150℃以上の地熱資源量(約2,347万kW)のうち、国立・国定公園の特別保護地区・特別地域以外の開発可能な地域の地熱資源量を約425万kWとしている。

本報告書p31の定義において、自然公園(特別保護地区、第1種特別地域等)等の開発不可地を除いて算出したエネルギー量を導入ポテンシャルとしていることから、本報告書においては、中間報告の約425万kWは導入ポテンシャルとして用いている。

④⑤⑥について

本報告書p33の導入ポテンシャルの図11は、定義や前提条件が違うため数値を単純に比較することは出来ないが、参考資料3 p8にある経産省(地熱発電に関する研究会)中間報告(2009年6月9日)、環境省(平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査(2011年3月))の成果を記載したもの。

なお、本報告書p31の定義のとおり、導入ポテンシャルは経済性を考慮していないことから、経済性の観点から開発が困難であっても、同定義における開発不可地でなければ導入ポテンシャルとして扱っている。報告書p33の図11の公園の外縁部から1.5kmの傾斜掘削の数字は、国内の地熱井で1.4km程度の偏距の傾斜掘削の実績があることから技術的には可能であると判断して導入ポテンシャルに含めた環境省の「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」より引用している。

今後、規制改革や新技術の導入、新たな算出方法の公表等により、既存の調査・試算内容から変更が生じた際には、導入ポテンシャルの見直しを行うことも考えられる。

⇒①～⑥のいずれについても、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。

【太陽光】メガソーラーのコストと普及のポテンシャル

- ① 太陽光は設備利用率が12%前後で、用地面積当たりの年間発電出力密度が低い特性から、土地賃借料の影響が大きいことを勘案すべき。賃借料を250円/年として発電原価を試算すると約3円/kWhのコスト上昇となる。
- ② 電気供給業の収入金額に対する0.7%の外形標準課税(地方課税)が計算されていない。
- ③ 太陽光パネルはシリコン等の物性により出力が減衰する。海外(一部国内)のパネルメーカーの出力保証値は10年間で10%、20～25年で20%の減水率。欧州の銀行等のプロジェクトファイナンスの検討では、結晶系で0.25%/年、薄膜系で0.5%/年の経年劣化で計算している。
- ④ 人件費について、報告書では電気主任技術者0.5人が計上されているが、系統連系上の電力側の要請として管理上・防災上の監視体制を準備することが必要。複数プラントの集中遠隔監視体制の欧州相場は、€30,000～50,000/MW年。発電出力に影響を及ぼす、雑草等の植栽管理の実績は約1百万円/MW年を加えるべき。
- ⑤ 報告書参考資料3(p4)太陽光発電(非住宅)の導入ポテンシャルが0kWとなっているが、これは60万円/kWhの設置コストを前提としており、48円/kWhの買取価格でも導入不可能としている。当社では昨年建設した地上設置型太陽光設備(500kW)において35万円/kWでの設置実績がある。地上設置型のポテンシャルがゼロと評価されて、買取制度の検討対象から除外されることを危惧する。

報告書該当箇所	第3章3(6)(p.55)
情報提供者	①～⑤日本アジアグループ(株)

＜情報提供に関する考え方＞

- ① 土地代は、事業者、場所によって隔たりが大きく、モデルケースを設定することができなかったことから、コスト試算に含めていないが、メガソーラーについては、発電量に比較して土地面積が大きいことから、一例として、事業者ヒアリングをもとに賃貸料100円/年としてモデルプラントの年間発電量を前提に1～1.4円/kWhのコスト増になると報告書(p.11、56)に注記している。

- ② 外形標準課税については、発電コストの試算には収入を加えていないことから、収入に課される外形標準課税も発電コストに含めていない。
- ③ 経年劣化率は気象条件や設置場所等に左右され、複数年使用した後の太陽光発電パネルの公称出力からの出力低下に関しては、低下が認められるというものから、低下が認められないというものまで様々なデータがある。一方、我が国における標準的な経年劣化率について科学的に確立したデータの存在が確認できなかったため、今回の発電コストの算定に当たっては経年劣化率を考慮していない。
- ④ 管理・防災上の監視体制に関する人件費及び雑草等の管理に関する費用については、関係事業者へのインタビューなどを参考に、諸費及び業務分担費(一般管理費)に含めて考慮している。
- ⑤ 参考資料3 5-1-2(2)(p4) の数字は、環境省の平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査の引用であるが、0kWとなったのは、「導入ポテンシャル」ではなく「導入可能量」の数字。
当該調査では、調査時点での標準的な設置コストを用いているが、情報提供のとおり、より安価に設置できる場合もあり、また、太陽電池設備等のコストは年々低減していると認識。
環境省調査は一定の仮定を置いた試算結果の1つであり、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」に基づき、今後設定される買取価格等を予断するものではない。

⇒①～⑤のいずれについても、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。

【バイオマス】バイオマスの収集運搬コスト

- 間伐材の収集運搬コストを全て発電コストに計上しているが、放置された間伐材を回収することは山林の保守という点でメリットがある。大雨のたびに間伐材はダム貯留池へ流出し、ダム管理者などが回収処分を行っている。また、豪雨時には雨と共に間伐材が流され橋梁や民家などに対する破壊力が増加し、災害被害を大きくしている。間伐材を収集運搬するコストは、山林の保守の効用に対するコストと発電のためのコストとに振り分けるのが妥当と考える。

報告書該当箇所	報告書第3章3(8)(p.58)
情報提供者	個人(建設業)

＜情報提供に関する考え方＞

燃料として利用するために未利用間伐材を搬出することに伴い、豪雨時の流木災害防止等の外部経済効果も期待されるが、定量的な算出が困難であること等から、他の電源との横並びも勘案して、発電コストの試算に含めていない。

⇒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。

【燃料電池】設備利用率及び発電効率

- ① 設備利用率について、報告書では「設備利用率を幅広く設定できない電源」として46%で固定している。しかし、2011年に販売開始された固体酸化物形燃料電池(SOFC)は、過去の実証研究から設備利用率が75%という結果が得られているため、設備利用率は75%とすべき。

発電効率について、報告書では、NEDOの「燃料電池・水素技術開発ロードマップ2010」を引用し、2010年はPEFCの値、2020年及び2030年はPEFCとSOFCの平均値を用いている。しかし、2010年はJX日鉱日石エネルギー(株)実績、2020年及び2030年はNEDOロードマップのSOFCの発電効率を用いるべき。

- ② 家庭用燃料電池は熱需要に合わせて稼働されており、発電効率が向上すれば1kWの電気の生産に伴う熱回収量は減少する。各年で同じ熱需要量(湯量)に合せて運用すると仮定すると、2010年と同じだけの湯量を貯めるのに必要な時間は2020年に1.12倍、2030年に1.3倍に増えるので、稼働率は2020年52%、2030年60%に向上する。

発電効率について、SOFCを想定した高効率を想定した(2020年:44%、2030年:50%)。

- ③ 発電効率について、2011年に販売開始されたSOFCでは発電効率がすでに40.5%になっているため、2020年、2030年はさらに高い効率になることも予想されるので、今後の開発予想をふまえた最新の数値となるよう見直す方が妥当。

	設備利用率			発電効率		
	2010年	2020年	2030年	2010年	2020年	2030年
報告書	46%			33%	37%	43%
提出された情報①	75%			40.5%	45%	50%
提出された情報②	46%	52%	60%	—	44%	50%

※③は数字として提出された情報なし

報告書該当箇所	第2章2(5)(p.10)、3(4)(d)(p.20) 参考資料1Ⅱ11(P.21)
情報提供者	① JX日鉱日石エネルギー(株)新エネルギーシステム事業本部システムインテグレート推進事業部 ② 化学工学会有志メンバー ③ 個人(建設業)

<情報提供に関する考え方>

- ① 今回の試算においては、可能な限りNEDOの「燃料電池・水素技術開発ロードマップ2010」を基に試算し、足りない指標を過去の実証研究の報告書等で補填している。今回の試算は1kW級の設備を想定しているが、設備利用率については1kWベースのデータがないため、様々な機種が混在する実証研究の実績(加重平均値0.83kW)を用いている。当該設備利用率について、固体酸化物形燃料電池(SOFC)は、2011年に販売開始されており、2010年時点の発電設備として扱うことはできない。また、2020年、2030年における固体高分子形燃料電池(PEFC)と固体酸化物形燃料電池(SOFC)の需要動向は予測し難く、加えて、過去に実施したSOFCに係る実証研究ではいずれも発電出力0.7kWの機器を用いており、機器の発電出力が小さければその影響で設備利用率が上がる可能性が高くなるため、想定した1kW級のデータからよりかけ離れてしまうので今回の試算には使用し難い。

発電効率について、2010年モデルプラントは、同年において家庭用燃料電池の販売実績で最も台数が多いものを代表としたため、JX日鉱日石エネルギー(株)のみの実績をサンプルプラントとして使用するの
は妥当ではない。2020年及び2030年の発電効率については、上述のとおりPEFCとSOFCの需要動向は予測し難いため、平均値を用いることが妥当と判断した。

- ② ご指摘のとおり、熱回収効率が一定の条件で発電効率が上昇した場合、1kWh発電するのに必要な一次エネルギーの量が少なくなる分、それによって発生する熱エネルギーは相対的に少なくなるため、同じだけの熱需要を賄うための稼働時間は長くなり、設備利用率は向上すると考えられる。したがって、稼働状況により多少の誤差は想定されるが、設備利用率を2020年52%、2030年60%とした場合を参考としてご指摘の点を踏まえ試算すれば、発電コストは、2020年18.6円、2030年9.9円となる。なお、発電効率については、①のとおり。

- ③ 発電効率は、NEDOの「燃料電池・水素技術開発ロードマップ2010」を基に試算しており、当該ロードマップは各メーカーの将来の技術開発動向を踏まえて策定したものであることから、今回の試算は妥当であると考える。

⇒①③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。

②については、試算結果を参考値として示す。

【分散型エネルギー】送配電コスト

- ① 消費者を含めた需要サイドを重視した電力コストの考え方として、「発電端ベース」ではなく「受電端ベース」での比較が妥当。送電コスト等具体的に示すことはできないが、需要サイド(産業・業務・家庭)別の発電用燃料(ガス)単価・原価の考察が不十分であり託送費用も考慮に入れた燃料費の区分も必要。
- ② 日本における送電ロス(5%程度*)であり、送電ロスも考慮した受電端の発電量で比較すべき。

* 「電気料金の各国比較について」(平成23年8月・資源エネルギー庁)

報告書該当箇所	第2章4(1)及び(2)(p.27～)
情報提供者	①JX日鉱日石エネルギー(株)新エネルギーシステム事業本部システムインテグレート推進事業部 ②化学工学会 有志メンバー

<情報提供に関する考え方>

①②について

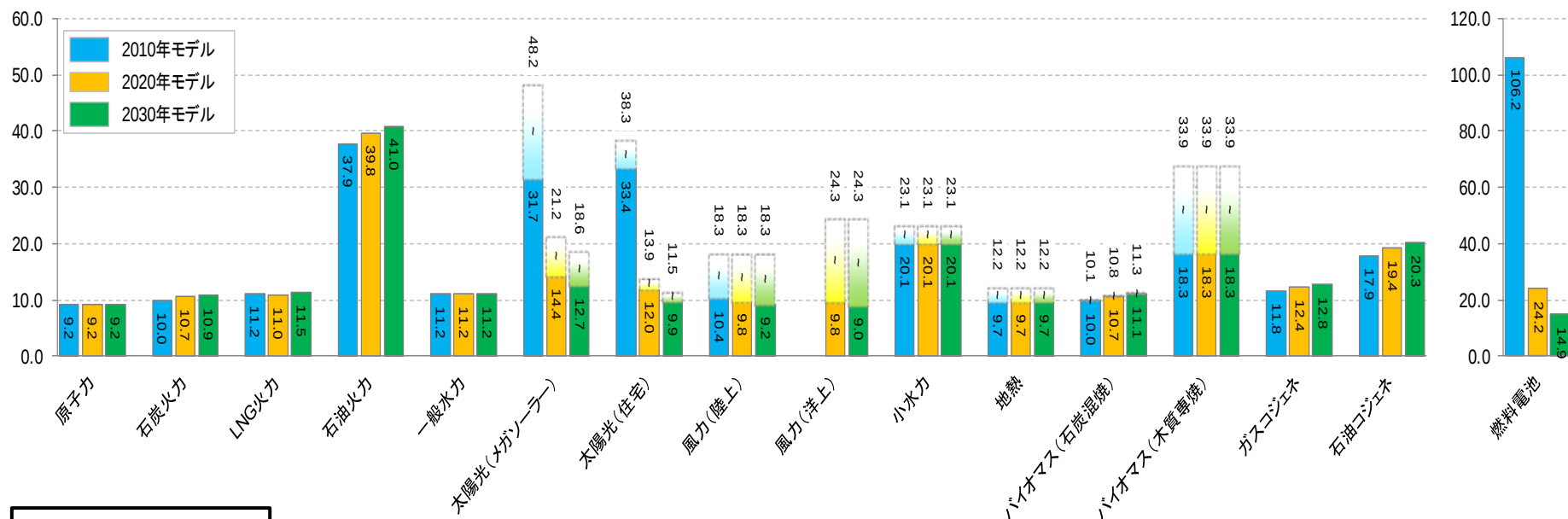
今回のコスト試算においては、電源としての特性について比較することを主目的としており、モデルプラントの送電端での値を用い、一方需要家サイドでの発電についても発電用燃料調達費を同じ条件としている。

送配電コストについては、電力システム全体の費用であり、それを個々のモデルプラントに帰属させることは困難である。

なお、参考として、大規模電源について送電ロス(5%)を考慮し、需要サイドの発電について発電用燃料の価格を市場価格として試算(報告書参考資料2の参考試算)を行うと次ページのとおりとなるが、電源間での比較に有意な差をもたらすものではない

⇒①②ともに、試算結果を参考値として示す。

送配電ロス考慮(需要家側電源は燃料価格を変更)



標準ケース

