

発電コスト検証ワーキンググループによる評価の概要

計量分析ユニット 需給分析・予測グループ 研究主幹 松尾 雄司

要旨

本稿は平成27年2月～5月に行われた発電コスト検証ワーキンググループによる評価の概要をまとめたものである。ここでは日本を対象とした原子力・火力・再生可能エネルギー等各電源別の発電コストについて、平成23年のコスト等検証委員会による試算の後に明らかとなった最新の情報を取り入れ、また試算方法についても十分な議論のもとで見直しを行いながら、可能な限り公平かつ適切な評価を行うことが目指された。平成23年試算において廃止措置、追加的安全対策、再処理、高レベル放射性廃棄物処分、立地、研究開発、事故リスク等を含めて8.9円/kWh～（割引率3%、設備利用率70%）とされた原子力発電の単価は、福島事故の賠償費用の増加分や追加的安全対策費等を反映することにより、改めて10.1円/kWh～とされた。また火力発電は為替レートの変動等により、多くの再生可能エネルギー発電は新たに政策経費を考慮したことなどにより前回試算に比べて単価が上昇した一方で、太陽光発電単価は足元のパネル価格の低減等を踏まえて低下する結果となった。但し試算の結果は前提条件に大きく依存するものであり、一つの数値としての試算結果のみを比べるのではなく、各電源固有の経済性のあり方やその変化の方向性を把握することが重要である。

本ワーキンググループでの議論を踏まえた上で、なお複数の課題が残されているのも事実である。例えば自然変動電源（太陽光発電や風力発電等、短い時間で出力が大きく変動する電源）の大量導入に伴う系統安定化費用や、原子力やその他の電源の事故リスク対応に係る費用、各種政策関連費用等の評価方法については今後も検討が必要である。また常に最新の情報や国内外の評価事例を踏まえ、幅広い国民の意見を参考としつつ、偏りのない評価を進める姿勢が今後も求められる。

1. 発電コスト検証ワーキンググループの設置の経緯

福島第一原子力発電所事故直後の平成23年秋、原子力発電コストに関する国民の関心の高まりに応じて政府のもとに「コスト等検証委員会」が設置され、立地費用や政策経費などのいわゆる外部コストを含めた発電コストの評価が行われた¹。ここでは原子力・火力・再生可能エネルギーの各発電に伴うコストについて包括的にデータを収集し、評価を行うことが目指されたが、例えば平成25年7月の新規規制基準の施行に伴う追加的安全対策の費用や、福島事故に伴う被害額等が平成23年時点では十分に判明していなかったということもあり、以後の検討の余地を多く残すものであった。

福島事故を踏まえて日本がどのようなエネルギーの利用のあり方を目指すかについては民主党政権下、ならびに自民政権下で継続的に議論が行われ、平成26年4月には原子力を「エネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源」と位置付ける一方で、原子力への依存度を「省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電の効率化などにより、可能な限り低減させる」とした「エネルギー基本計画」が閣議決定された²。これを踏まえ、2030年のエネルギーミックスについて具体的かつ定量的な姿を描くために、経済産業大臣の諮問

¹コスト等検証委員会報告書（平成23年12月19日）

<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02.html>

² エネルギー基本計画（平成26年4月）

<http://www.meti.go.jp/press/2014/04/20140411001/20140411001-1.pdf>

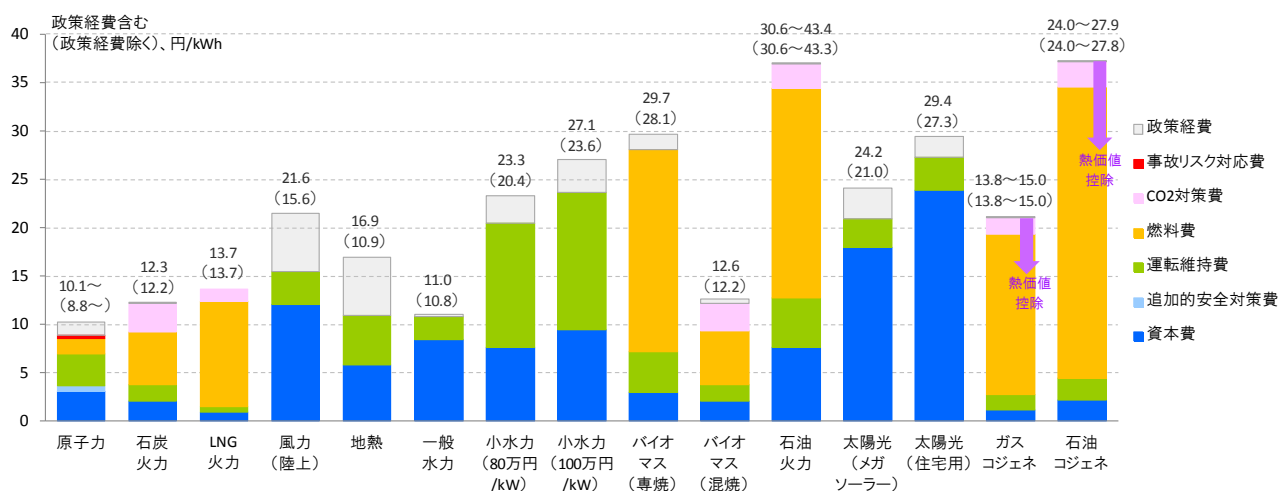
機関である総合資源エネルギー調査会基本政策分科会の下に「長期エネルギー需給見通し小委員会」が設置され、平成27年1月より議論が開始された。その際、定量的な議論のために必要となる発電コストの評価について、上述のコスト等検証委員会による評価を最新の状況を踏まえて見直すために、新たに同小委員会の下に「発電コスト検証ワーキンググループ」が設置され、同年2月より議論が開始された。

同ワーキンググループの座長には長期エネルギー需給見通し小委員会の委員である山地憲治・地球環境産業技術研究機構(RITE)理事・研究所長、東京大学名誉教授が選任され、委員として筆者を含む8名が参加して議論が行われた。このうち6名は上述の「コスト等検証委員会」の委員を務めた経緯をもつ。2月18日の第一回会合から概ね2週間に1度程度の頻度で会議が開催され、5月11日に行われた第7回会合において同ワーキンググループから長期エネルギー需給見通し小委員会への報告案が提示された³。

本稿ではこのワーキンググループによる評価の概要を述べるとともに、今後発電コスト評価の問題を考えるに当たり何が更なる問題となり得るかを概説する。なお本稿は筆者個人の見解をまとめるものであり、ワーキンググループ自体の意見を示すものではないことに留意されたい。

2. 試算結果例

本ワーキンググループによる発電コストの試算結果例を図2-1及び図2-2に示す。ここで「2014年モデルプラント」及び「2030年モデルプラント」とは2014年、もしくは2030年に運転を開始し、その後一定の期間運転を続けて閉鎖し、廃止されるプラントを想定するものであり、そのライフサイクル全体にわたる平均的な発電単価(平準化発電単価: Levelized Cost of Electricity, LCOE)が評価されている。価格は2014年実質価格である(即ち将来のインフレ・デフレによる影響は控除されている)。割引率については全電源で3%とし、設備利用率及び稼働年数については表2-1の通り想定を置いている。即ち図2-1及び図2-2に示す試算結果は一定の条件のもとで行った結果の一例であり、条件の設定によって結果は大きく変動することに注意が必要である。特に各電源間の相対的な優劣について、これらの図に示された値のみをもって結論を下すことは慎まれるべきであろう。各電源の経済性はその電源の利用の仕方によって変化するものであり、特定の数値そのものよりも、その変化の方向性を把握することの方が重要である。より詳細には発電コスト検証ワーキンググループの公開資料を参照されたい。

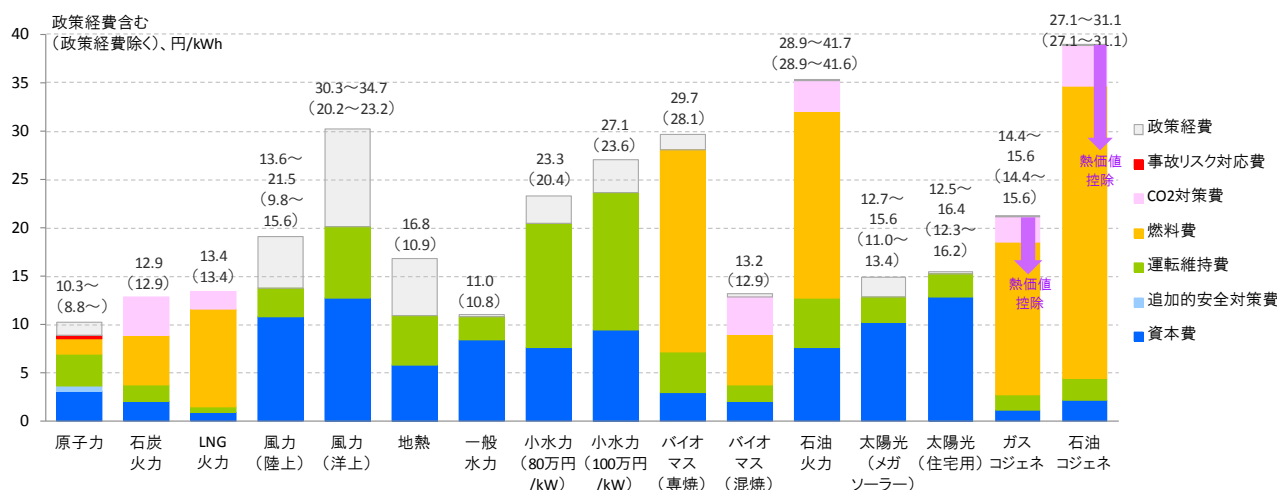


(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ資料

図2-1 発電コスト試算結果例 (2014年モデルプラント)

³ 発電コスト検証ワーキンググループ資料

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/#cost_wg



(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ資料

図2-2 発電コスト試算結果例 (2030年モデルプラント)

表2-1 上記試算結果例の前提条件

	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	風力(洋上)	地熱	一般水力	小水力	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(メガソーラー)	太陽光(住宅用)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率	70%	70%	70%	20%	30%	83%	45%	60%	87%	70%	30%	14%	12%	70%	40%
稼働年数(年)	40	40	40	20	20	40	40	40	40	40	40	20~30	20~30	30	30

(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ資料

平成23年のコスト等検証委員会による試算(以下、前回試算)では原子力発電コストについて、割引率3%、設備利用率70%の条件下で8.9円/kWh~とされていた。この中には狭義の発電コスト(プラント建設や廃炉等の費用を含む資本費、追加安全対策費、運転維持費、再処理や高レベル放射性廃棄物処分等を含む核燃料サイクル費)の他に、立地費用・研究開発費用等の政策経費や、福島事故相当の被害を想定した事故リスク対応費などが含まれている。

今回の試算でも概ね同様の方法・区分によって試算が行われたが、後述する賠償費用や新規規制基準の施行に伴う追加的安全対策費の増加等を反映し、前回に比べて発電単価が若干上昇した。具体的には2014年モデルプラントにおいて、政策経費抜きで8.8円/kWh~、込みで10.1円/kWh~となっている。なお「~」とは8.8円/kWh(もしくは10.1円/kWh)のうち0.3円/kWhを占める事故リスク対応費用の計算において、費用算出の前提として用いた福島事故相当の被害額(9.1兆円)が下限値であることを意味している。この被害額が追加的に1兆円増加すると、事故リスク対応単価(従って原子力発電単価)は0.04円/kWh上昇する。

火力発電(2014年モデルプラント)については、石炭火力で前回(2010年モデルプラント:設備利用率80%)の9.5円/kWhから11.8円/kWhへ、LNG火力で10.7円/kWhから13.5円/kWhへと単価が上昇している。この上昇の要因のうち最も大きなものは為替レートの変化である(前回試算の85.7円/ドルに対し、今回試算では105.2円/ドルとされている)。なお図2-1及び図2-2では設備利用率について原子力と同等の70%を用いて計算した結果を示しているため、例えば図2-1での石炭火力発電単価は11.8円/kWhから見掛け上更に上昇し、12.3円/kWhとなっている。

太陽光発電や風力発電については、前回試算では2010年モデルプラントにおいても幅をもって評価が行われ

たのに対し、今回試算では固定価格買取（FIT）制度の買取価格を定める調達価格等算定委員会での数字を援用することで2014年モデルプラントでは幅を持たずに評価が行われた。また前回考慮されていなかった政策経費（研究開発費用及びFIT制度の導入による負担増加分）が新たに検討の対象となることにより、風力発電については前回よりも高い試算結果となっている。一方で太陽光発電については最近のパネル価格の低下等を踏まえることにより、今回の結果は政策経費を含んでも前回よりも低い水準にある。政策経費の影響は地熱発電についても大きく、前回試算では9.2～11.6円/kWhとされた発電単価は今回（2014年モデルプラント）は政策経費抜きで10.9円/kWh、込みで16.9円/kWhとなっている。これは主にFIT制度において、地熱発電のIRR（税引前内部収益率）が13%と高く設定されていることによる。

3. 前回試算との比較及び評価

前回と同様、今回の試算においても各種発電に伴う費用を包括的に、最大限の透明性を保ちつつ評価することが目指されている。例えば上述の通り原子力発電については廃炉・再処理・放射性廃棄物処分はもちろん立地、研究開発、追加的安全対策や事故リスク対応に係る費用等を全て含んでおり、同様に火力発電や再生可能エネルギー発電についてもCO₂対策費や政策経費等の社会的費用を計上している。また本稿執筆段階では未公開であるが、試算に用いたエクセルシートもウェブ上で一般に公開される予定であり⁴、これによって計算の過程を完全に追跡することが可能である。

① 最新のデータの収集・反映

試算の方法論としては、後述の資本費の計上方法を除き、前回と今回とで大きな変化はない。一方で、試算に用いるデータについては新たな情報収集のもと、可能な限り最新のデータを用いている。変化した点は主に以下の通りである。

a. 追加的安全対策費用

前回試算時点では新規基準が未だ施行されていなかったこともあり、原子力発電所の追加的安全対策費としては当時判明した限りの数値として1基当たり194億円が計上されていた。その後原子力規制委員会の発足及び新規基準の制定に伴い、電力各社は基準適合のための安全対策を実施しており、その金額も概ね判明している。今後もし現行の基準と同等の規制及び審査が継続するならば、平成27年初までに判明している費用をもって安全対策の追加的費用と見做すことは概ね妥当であろう。今回の試算では既に規制基準への適合審査を申請している24基の原子炉について、既にかかった費用及び今後かかる見込みの費用として表3-1の中項目に示す11の項目について電力各社から聴取を行い、1基当たり約1,000億円と評価した。

但しこの1,000億円は、既存の原子炉に対して追加的に対策を行う場合の費用である。実際に例えば配管設備の改造のような対策について、新たにプラントを建設する場合には設計段階において対応することにより、必要な費用はかなり小さなものとなる。今回の試算では既に設置変更許可が得られた2発電所4基に対し、より詳細な聴取を計38項目の対策（表3-1に小項目として示すもの）について行い、項目ごとに除外すべき割合を特定することにより、1,000億円のうち6割程度（601億円）が新規に発電所を建設する場合に必要なものとした。この601億円の追加的安全対策費用が原子力発電単価に与える影響は無視できないものであり、設備利用率70%、割引率3%の条件下で0.6円/kWh程度の寄与となる。

⁴（追記）平成27年7月16日、上記の資源エネルギー庁ウェブサイトにて公開された。

表3-1 追加的安全対策費用の検討項目

大項目	中項目	小項目
シビアアクシデント対策	① 意図的な航空機衝突への対応	1. 特定重大事故対応処施設の設置 2. 接続口の分散配置等の対策
	② 放射性物質の拡散抑制対策	1. 屋外放水設備の設置 2. 敷地外への放射性物質拡散抑制対策 3. 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等
	③ 格納容器破損防止対策	1. フィルタベントの設置(BWRのみ) 2. 水素爆発防止対策 3. 格納容器冷却手段の多様化対策
	④ 炉心損傷防止対策	1. 可搬式代替低圧注入ポンプ配備 2. 可搬式代替電源車配備 3. 大容量ポンプ車配備 4. 加圧器逃がし弁制御用空気代替供給ライン設置 5. その他 6. 事故時監視計器設置 7. 恒設代替低圧注入ポンプ設置 8. 低圧注入用配管設置 9. 恒設代替電源設置 10. 充填高圧注入ポンプ自己冷却設備設置
	⑤ その他	1. 可搬式モニタリングポスト設置 2. 安全系蓄電池増強(既設容量変更) 3. 号機間融通電源ケーブル設置 4. 免震事務棟の設置 5. その他 6. 緊急時対策所関係機器設置
設計基準	⑥ 内部溢水に対する考慮	1. 配管漏洩検知 2. 拡大防止装置(堰など)の設置 3. 扉の水密化
	⑦ 自然事象に対する考慮 (火山、竜巻、森林火災)	1. 防火帯の設置(森林火災対策) 2. 竜巻飛来物対策、飛散防止対策 3. 火山対策
	⑧ 火災に対する考慮	1. 異なる種類の感知器設置 2. 消火設備の設置 3. 系統分離のための耐火増強対策 4. その他
	⑨ 電源の信頼性	1. 非常用ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク増設
	⑩ 耐震対応	1. 耐震裕度向上工事 2. 周辺斜面安定化対策
	⑪ 耐津波対応	1. 防潮堤の設置(津波対策)

(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ資料

b. 福島事故の被害額と事故リスク対応費用

前回試算では福島事故の被害額について、当時判明していた限りの費用として 5.8 兆円と評価した。今回はその後判明した最新の費用実績及び見通しを反映し、被害額を 9.1 兆円まで上昇させている。この中には福島第一原子力発電所の廃炉費用や賠償費用、除染費用、中間貯蔵費用、各種行政経費等が含まれる。

前回試算ではこの 5.8 兆円に対し、「事業者間での相互扶助の考え方に基づき」40 年間にわたる費用負担として事故リスク対応コストの評価が行われた。この用語の意味するところは必ずしも明確でないが、具体的には 5.8 兆円(分子)を「年間原子力発電量(2010年度実績ベースで 2,722 億 kWh) × 40 年間」(分母)で除した値として 0.5 円/kWh と評価し、(5.8 兆円は当時判明した限りでの被害額であり、以後上昇することが見込まれたため)被害額が追加的に 1 兆円増加すると、事故リスク対応単価は 0.09 円/kWh 上昇する、と評価された。これは

計算上、40年に1度の頻度で事故が発生すると想定し、福島事故相当の被害額を用いて単価の算出を行ったことに相当する。



(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ資料

図3-1 事故リスク対応費用（単価）の計算方法

今回も説明上、この方式を概ね踏襲することとした。但し前回試算における分母（2,722 億 kWh）はあくまでも 2010 年度の実績値であり、それを今回の見直しでそのまま用いることの妥当性も改めて問題とされた。結果として今回の試算ではまず図 3-1 に示す通り、前回試算における分母である「2,722 億 kWh×40 年」を「50 基×1 基当りの年間発電量×40 年」＝「2,000 炉年×1 基当りの年間発電量」と読み替えた上で⁵、この 2,000 炉年を単価算出のための「算定根拠」とし、この値の設定について議論がなされることとなった⁶。この読み替えの考え方自体についてはワーキンググループ内で意見が分れることはなかったが、一方で「算定根拠」とされる炉年相当をどう設定するか、どのような値とするか、については、異なる意見が委員の間で見られている。

まず、この「算定根拠」は事故の発生頻度とは異なる値である、とされる。即ち仮に想定される事故の発生頻度が（例えば）1 万炉年に 1 度であったとして、この 1 万炉年という値をそのまま用いて計算を行うことは、リスクプレミアムの観点から、事故リスク対応コストを過少に評価することになるのではないかと、という意見が存在する⁷。このため説明上、事故の発生頻度と関係はするものの、それとは異なる値（＝算定根拠）をもって評価を行うこととされている。この「算定根拠」とはあくまでも発電コスト評価の一部としての事故リスク対応費用を算出するための根拠なのであって、例えば原子力損害賠償制度や保険料率といったものとは直接にリンクするものではない、とされる。その上で、ではこの値を具体的にどのように定めるか、という問題が最も重要な検討事項となる。

一つの意見として、原子力規制委員会が 100 万炉年に 1 度以下の事故発生頻度を安全目標として想定していることから、このような値をもって事故リスク対応費用を計算するのが適切である、との考えが示された。一方で前回相当とされる「2,000 炉年」を変更すべき明確な論拠は見出されず、従って 2,000 炉年を引き続き用いるべき、との意見も提示されている。

最終的な結論としては国際的な事故発生頻度⁸の程度とともに、福島事故の後に行われた各原子力発電所の

⁵ 正確には 2,722 億 kWh はモデルプラント 50 基の年間発電量合計と同一ではないため（プラントの規模の差により後者の方が大きい）、この読み替え自体によって事故リスク対応単価は若干変化する。しかしその影響は「算定根拠」自体をいかに設定するかという問題に比べれば、大きなものではない。

⁶ この「読み替え」によって行われることは、単純な計算方法のみの変更ではないことにも注意されたい。即ち、前回の方式では損害費用全体を初めから与えているために、仮に 2030 年における原子力発電所の想定稼働基数が 2 倍もしくは 1/2 倍になった場合でも、日本全体での事故リスク対応費用は変化しない。それに対し、今回の方法では稼働基数が 2 倍になると合計の事故リスク対応費用も比例的に 2 倍となり、より直観的に理解し易い結果を示すことになる。

⁷ この問題を含む事故リスク対応コストの評価に係る諸問題や、その海外における試算の動向については、松尾「原子力発電に伴う事故リスク対応コストの評価方法に関する検討」（日本エネルギー経済研究所 HP に掲載予定）を参照されたい。

⁸ 全世界でのこれまでの原子力発電所の運転経験は概ね 15,000 炉年程度である。これに対し、大きな事故の発生回数を仮に 3 度（スリーマイル島、チェルノブイリ及び福島）と数えると、その発生頻度は概ね 5,000 炉年に 1 度ということになる。

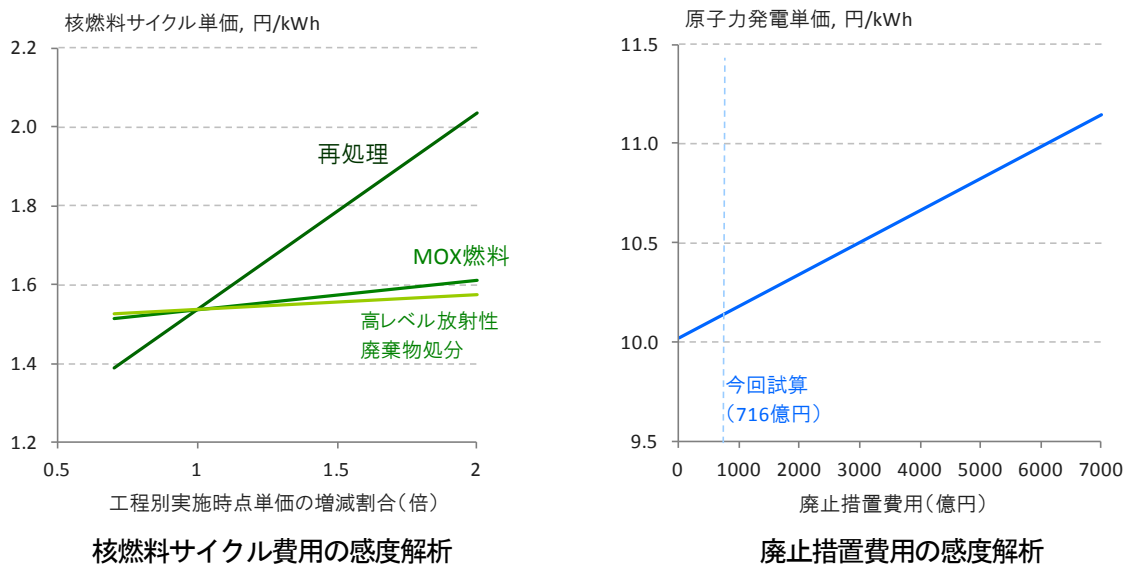
PRA（確率論的リスク評価）において、既に実施済みの全ての安全対策のうちある一つのみを講じた場合の事故発生頻度が安全対策実施前の約 1/2 に低下するという相対的な評価の結果を参考とした。即ち、もしここでいう「算定根拠」と事故発生頻度との相対関係が不変であるとした場合、安全対策を講じることにより事故発生頻度が 1/2 になると「算定根拠」の炉年数は 2 倍になると考えられることから、今回この「算定根拠」を前回相当（2,000 炉年）の 2 倍の 4,000 炉年と設定し、これによって 9.1 兆円の被害額に相当する事故リスク対応単価を 0.3 円/kWh と評価した。この被害額が追加的に 1 兆円増加するごとに、単価は 0.04 円/kWh 上昇することになる。

実際に既に上述の通り安全対策には莫大な金額が投じられており、それが今回の原子力発電コスト試算には計上されている。安全対策というものが事故発生頻度の低減を目的とするものである以上、それに見合った「算定根拠」の変化を見込むこと自体は合理的である。但し事故発生頻度と「算定根拠」とが具体的にどのような関係するのか、また安全対策によって具体的にどの程度事故発生頻度の低減が見込めるのかについて現状で一致した見解は存在しない。今回のワーキンググループにおいて一定の結論が出されはしたものの、今後も更に検討を続けることが必要であると思われる。

c. 核燃料サイクル費用

核燃料サイクル費用については、前回試算と同様に使用済燃料の半量を再処理・リサイクルし、残りについては中間貯蔵の後に再処理するモデル（「現状モデル」）を想定して評価が行われた。但し新規規制基準対応に伴う安全対策費や為替レートの変化などを踏まえ、値が若干変化している。具体的には割引率 3% の条件下で前回 0.84 円/kWh とされたフロントエンドコスト（核燃料の取得等に係るコスト）は 0.95 円/kWh となり、またバックエンドのコスト（再処理、中間貯蔵や高レベル放射性廃棄物処分等に係るコスト）は 0.55 円/kWh から 0.59 円/kWh とやや上昇する結果となった。但しフロントエンド・バックエンド計で前回から今回への変化分は 0.14 円/kWh 程度であり、原子力発電コスト全体に対して大きな影響を与えるものではない。

核燃料サイクル費用及び廃止措置費用については、仮に費用が想定以上に膨らんだ場合の感度解析も行われている。図 3-2 に示す通り影響が比較的大きいものは再処理の費用の変化であり、仮に計画の遅延や建設費の上昇等によりその単価が 1.5 倍に増加すると、核燃料サイクル単価（従って原子力発電単価）は 0.25 円/kWh 上昇する。一方で、高レベル放射性廃棄物処分の費用は 0.04 円/kWh と比較的小さいため、仮にその費用が数倍に膨れ上がったとしても、その影響は軽微である。また原子炉の廃止措置については、1 基当たり 716 億円とされている費用が仮に 2 倍程度に膨らむと、原子力発電単価が 0.1 円/kWh 程度上昇する。



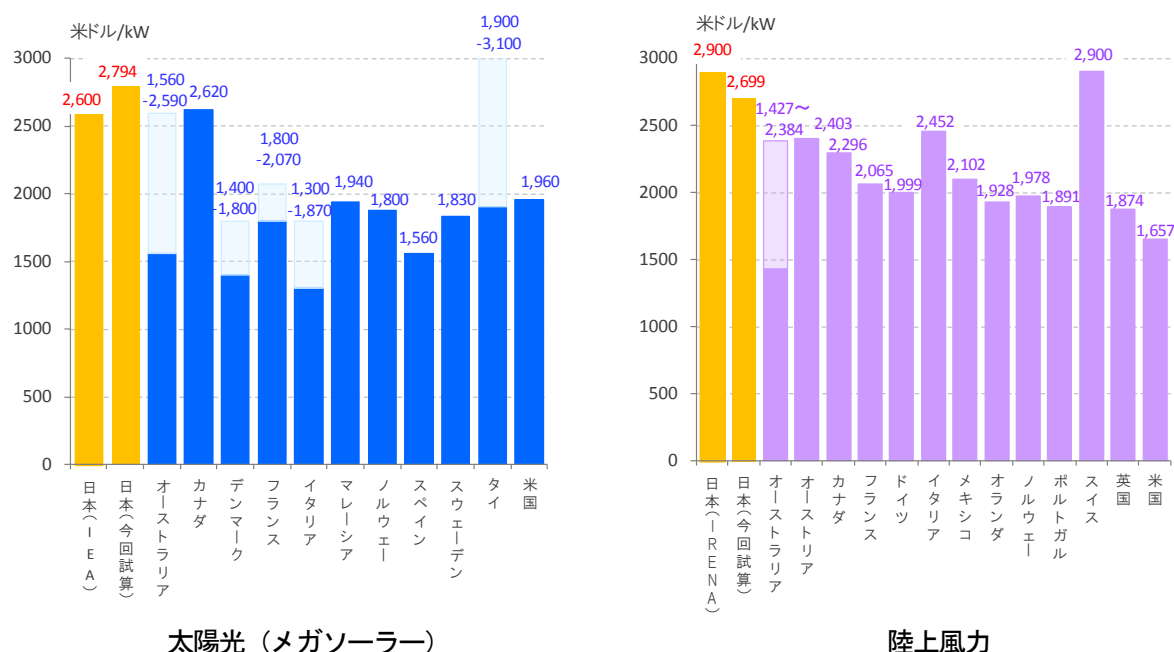
(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ資料

図3-2 核燃料サイクル費用及び廃止措置費用の感度解析

核燃料サイクル費用の感度解析は前回試算においてもなされており、その資料にはより詳しい背景等の説明がある⁹。それによれば、再処理工場の建設費用が現行見積りよりも仮に3兆円多くなり、かつ計画が現行計画から更に5年間遅延した場合、再処理等の単価は1.3倍程度に上昇する。そして仮に単価が1.5倍になった場合には、原子力発電コストはおよそ0.25円/kWh上昇するものとされている。図3-2に示す今回の感度解析結果も概ねそれと同等のものとなっている。

d. 再生可能エネルギーの建設単価等

再生可能エネルギーについてはFIT制度の発足に伴い、発電コスト評価のための標準的な諸元（建設単価や各種費用等）が既に用意された状況にあったことが前回試算との大きな相違である。中でも太陽光発電についてはパネル部分のコスト低下が著しく、その最新の動向を反映することにより発電コストがかなり低減している。例えば住宅用太陽光発電については前回試算では2010年時点の建設費単価が48～55万円/kWと幅をもって想定されていたのに対し、今回はFIT制度の買取価格を決定する調達価格等算定委員会の評価に基づき2014年時点において36.4万円/kWと、より低く、かつ幅を持たずに想定されている。同様に大規模太陽光（メガソーラー）については前回試算の35～55万円/kW（2010年）に対し今回は29.4万円/kW（2014年）、陸上風力については前回の20～35万円/kW（2010年）に対し今回は28.4万円/kWとそれぞれ幅を持たずに評価されている。



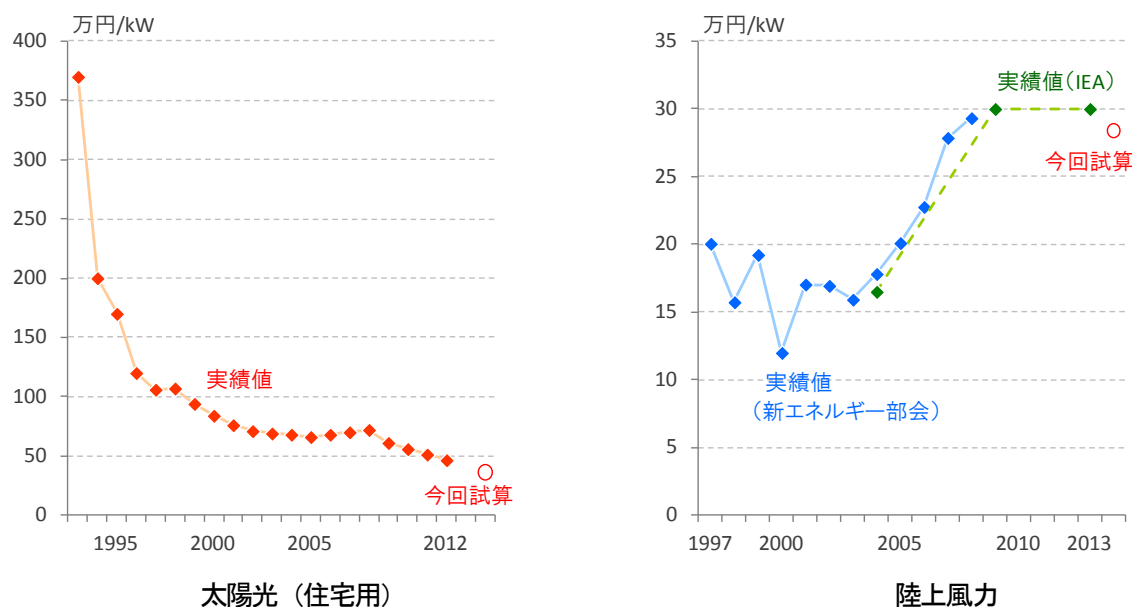
(出所) IEA PVPS, “Trends 2014 in photovoltaic applications”, (2014)
 IRENA, “Renewable power generation costs in 2014”, (2015)

図3-3 太陽光及び風力発電の建設単価の国際比較

日本の太陽光・風力の建設単価は諸外国に比べて高い水準にある。例えば図3-3に示す通り、太陽光（メガソーラー）の建設単価は多くの国において2,000ドル/kWh以下の水準であるのに対し、日本では今回試算（2014年：為替レート105円/ドル）で2,794ドル/kWh、国際エネルギー機関（IEA）の文献値では2,600ドル/kWhとなっている。また陸上風力についても日本における今回試算の2,699ドル/kWh（同）、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）による文献値の2,900ドル/kWhに対し、多くの国では2,000ドル/kWh前後である。このような価

⁹ 原子力委員会「核燃料サイクルコストの試算」
http://www.aec.go.jp/jicst/NC/about/kettei/seimei/111110_1.pdf

格差の背景には高い人件費や複雑な地形、FIT制度の導入状況など種々の要因が考えられるであろうが¹⁰、いずれにせよこのような現状は現状として十分に認識する必要がある。



(出所) 住宅用太陽光（システム価格）：NEDO『再生可能エネルギー技術白書』, (2013)

陸上風力（設置コスト）：第29回新エネルギー部会, (2008), IEA Wind Annual Report, (2004-2013)

図3-4 太陽光及び風力発電の建設単価の時系列推移

時系列で見ると図3-4の通り、太陽光発電のシステム価格は日本においても急速な低下を続けている。一方で陸上風力については2008年まではむしろ単価が上昇しており、以後IEAの文献値によればほぼ横ばいの状況が続いている。2004年から2008年にかけての風力発電の設置単価上昇は諸外国においても見られる現象であり¹¹、これは資材価格の高騰や世界的な風力発電設備の設置拡大に伴う供給不足等が影響していたものと考えられる。但し日本における設置コストの上昇は諸外国に比べても更に顕著であり、例えば複雑な地形に伴う設置の困難さなど、何らかの特殊な事情が影響を及ぼしている可能性も考えられるであろう。

このような状況の中で、では今後2030年にかけて太陽光及び風力の建設単価がどの程度低減し得るのか、という問題を考える必要がある。前回試算では、太陽光発電設備については欧州太陽光発電産業協会（EPIA）及びグリーンピースの見通し¹²をもとに世界全体の導入量を想定し、それに伴って習熟曲線に従ってシステム価格が低減する見通しが採用された。それに対して今回試算では、世界全体の導入量については上記よりも控えめなIEAによる見通し¹³を採用した。また風力発電については、上記のような状況を踏まえて今後も2014年と同程度の設置コストが継続するシナリオの他に、IEAのロードマップ¹⁴に従って価格が低減するシナリオを考慮した。

これらのシナリオに加えて、上述の通り日本における太陽光・風力発電の建設単価が諸外国に比べて高いという現状を、新たに考慮したことが今回の試算の特徴である。即ち今回は上記の各シナリオの他に、将来にかけて建設コストが更に低減し、国際価格相当へと収斂するケースが考慮されている。

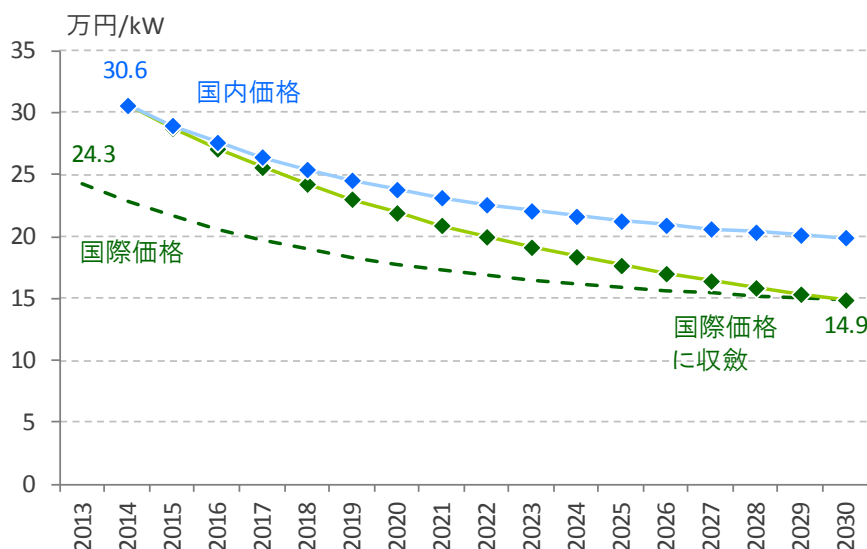
¹⁰ 実際に、日本における高いFIT価格が太陽光パネルのコスト低下を鈍化させているとの指摘もある。例えば、第4回長期エネルギー需給見通し小委員会（平成27年3月10日）、野村委員提出資料
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/004/pdf/004_11.pdf

¹¹ International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable energy technologies: cost analysis series: Wind power”, (2012).

¹² Greenpeace and European Photovoltaic Industry Association (EPIA), “Solar Generation 6”, (2011).

¹³ International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2014”, (2014).

¹⁴ IEA, “Technology roadmap – Wind energy 2013 edition”, (2013).



(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ資料

図3-5 住宅用太陽光発電のモジュール・インバータ等設備費用の低下見通し
(WEO 新政策シナリオ相当の導入量を想定した場合)

住宅用太陽光発電については2030年時点での前回試算値18.9～38.4万円/kWに対し、今回の試算値は上述の各シナリオに基づき20.6～27.4万円/kWと、概ね前回と同水準ながら、より幅の狭い評価となっている。またメガソーラーについては前回試算の15.8～40.0万円/kWに対し18.5～23.3万円/kW、陸上風力については前回の17.7～35万円/kWに対し20.5～28.4万円/kWと、何れもより幅の狭い評価がなされている。

太陽光発電パネルに限らず、ある製品の普及見通しを考える場合、その業界団体の示す見通しには常に上方にバイアスがかかることは想像に難くない。この観点から、上述の通り太陽光の業界団体による見通しを採用せず、その代わりに国際価格への収斂の可能性を考慮することによって価格低減の見通しを作成することで、今回試算はより説明性が高いものとなっていると見ることができる。また前回の試算が非常に評価の幅の広いものであり、実質的に殆ど将来のコストの評価にはなっていなかったことを考えると、今回より幅の狭い評価を試みたことは一定の改善であると言えることができるであろう。但し将来の動向について我々はいかなるものをも確実に見通すことはできない。結果として今回の見通しの方が前回よりも「正しい」ものになるかどうかは未だ誰にもわからない、ということは言うまでもない。技術の進歩や普及の拡大に伴い再生可能エネルギーの発電コストは世界的には低下を続けており、日本におけるその動向についても今後更に注視を続ける必要がある。

また太陽光発電の稼働年数については、前回試算ではEPIAの資料に基づき2020年以降35年(住宅用・メガソーラーともに)と想定されていたが、今回は新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の技術開発目標等を参考に、現状の20年から2030年において最大で30年まで延長することとされた。これも上記と同じく、業界団体の見通しを直接的に採用することを避けるという観点からは前向きに評価されるべきであろう。

e. 火力発電・水力発電のサンプルプラント

火力発電及び水力発電については最近建設された発電プラントを「サンプルプラント」として複数選定し、そのデータを用いて試算を行っている。今回、石炭火力・LNG火力及び一般水力については、新たに建設されたプラントをサンプルプラントとして採用することによりデータの更新を行った。この結果として石炭火力発電所の建設単価は前回試算の23万円/kWから25万円/kWと若干上昇し、またLNG火力発電の熱効率は51%から52%へとこれも若干上昇した。より顕著な相違は一般水力発電に見ることができ、ここでは建設単価が85万円/kWから64万円/kWまで低下している。

また石油火力発電については従来、石炭火力やLNG火力と同様に「最も新しく建設された」発電所をサン

ルプラントとして用いていたが、これらは新しいとはいえ1980～1990年代に建設されたものであり、最新の技術を反映しているものではない。このため、今回の試算では2014年及び2020年の計算については従来通りのサンプルプラントを用いる一方で、2030年の試算についてのみ、超臨界圧の石油火力発電（熱効率48%）が実現すると想定して評価を行っている。

② 政策経費の扱い

今回の試算では、発電コストの概念についても改めて整理が行われた。中でも前回扱われた政策経費については、原子力に関して立地費用及び研究開発費用が計上されたのに対し、再生可能エネルギーについては一切計上がなされなかったことが問題視された。また前回の試算後に開始されたFIT制度による需要家の負担上昇分は実際に国民の払う電気料金に上乗せされるものであり、従ってこれについても評価が行われることとなった。但しFIT制度による買取価格は通常、「発電コスト」に「適正な利潤」分を加えたものとして設定されており、この「適正な利潤」分も含めた国民負担全体を「発電コスト」と称することは、語の一般的な用法と整合しない。このため試算の結果としては、政策経費を含まない発電コストの値と、政策経費を含むより広義の「発電コスト」の値との双方が併記されることとなった。

今回評価された政策経費は、このFIT制度による負担増加分（概念的には実際の買取価格と狭義の発電コストとの差額に概ね相当する）と、その他の政策経費に大別される。後者については平成26年度の政府予算（自治体等の予算は含まない）のうち、立地や防災、広報、人材育成、評価・調査、国際機関への拠出金、技術開発等に用いられた費用が計上された。但しこれらのうち、特定の電源ではなくエネルギー全般に関係するもの、日本ではなく他国の発電に資するもの、現在の発電形式との連続性が低いと見做される研究開発に係るものなどは除外されている。ここで議論の対象となったのは高速増殖炉、核融合、革新型太陽電池などの先進的技術開発費用を含めるか否かであるが、最終的には高速増殖炉は計上する一方で、核融合や革新型太陽電池は含めないこととされた。即ち、仮に今回の「政策経費を含む」発電単価で2030年のエネルギーミックスに係る経済性評価を行った場合には、そこで評価される発電費用の中には高速増殖炉の研究開発予算が明示的に含まれることになる。但し筆者の理解によれば、本ワーキンググループでの議論は将来にわたる高速増殖炉の研究開発の継続にコミットするものではない。従って、この研究開発単価の扱いについては更に検討が必要である。

このように集計された平成26年度の政府予算をある発電量で除することにより、発電単価への寄与が算出される。この分母となる発電量は分子の費用と同じく基本的に平成26年度の実績値に基づくものとされたが、原子力発電については同年度に全基が稼働停止していたことから、既に廃炉が決定した原子炉を除く43基分の発電電力量を用いて評価を行った。また一部の再生可能エネルギー発電については導入の途上にあり将来想定される導入量に比べて現状の発電量が非常に小さいことから、FIT制度による設備認定量を用いて電力量を想定した。具体的には、表3-2に示す値を各電源の単価算出の分母として用いている。

表3-2 政策経費の算定に用いる各電源の年間発電電力量

	原子力	石炭 火力	LNG 火力	石油 火力	一般 水力	コジェネ	中小 水力	地熱	太陽光	風力 (陸上)	風力 (洋上)	バイオ マス	燃料 電池
発電電力量 (億kWh)	2,578	2,845	4,057	1,398	388	514	525	104	933	135	—	289	43
備考	推計値	実績値	実績値	実績値 (含LPG等)	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	—	推計値	推計値

(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ資料

研究開発費用のうち何を政策経費の中に含めるか、また仮に含めるとしたらそれはどのような位置づけとなるのか、についても事故リスク対応費用と同様に委員の間から異なる意見が提示されている。また今回算出された政策経費の単価はあくまでも暫定的に表3-2に示す電力量を用いて評価したものであり、ある電源を用いて発電を行う場合にこの金額相当の追加的費用が実際に発生する、といった性質のものでは全くない。

そもそも発電単価＝発電量当りの費用を計算するということは、発電量の変化に伴う限界費用を概算的に評価するという他にない。その意味で本来は発電量に応じて変化する費用のみが評価の対象となるべきであるが、例えば研究開発費用は将来の技術開発を何に向けて行うかに依存するのであって、現在の当該電源の発電量の大きさは明示的には関係しない。このような理由から、政策経費はより狭義の発電コストとは性質が異なるものと認識されるべきであり、従って今回の試算においてそれが（全ての電源について）別枠で示されたことは妥当であると言える。また実際の政策判断に際してこの政策経費をどう扱うかについては、より慎重な考慮が必要である、とも言えるであろう。

③ 資本費の計算方法の再検討

今回の試算では資本費の計算方法について修正が行われた。従来の国内の試算例（平成23年の「コスト等検証委員会」及び平成16年の「コスト等検討小委員会」による試算）ではプラント建設に伴う資本費は減価償却費として費用計上されていたが、今回よりOECD¹⁵他の試算と同様に減価償却ではなく、初期投資費用として扱われることとなった¹⁶。この計算方法の変更により全ての電源で資本費が若干上昇することになるが、特に資本比率の低い火力発電に比べて、原子力や再生可能エネルギー発電の単価がより大きく上昇する。筆者の計算によれば前回試算のベースに対し、この計算方法の変更によりLNG火力で0.1円/kWh、石炭火力で0.3円/kWh、原子力で0.4円/kWh、地熱で0.7～0.9円/kWh、陸上風力で1.1～2.2円/kWh、住宅用太陽光で1.3～2.7円/kWh、一般水力で2.9円/kWh程度の影響が及ぶことになる。

④ 系統安定化費用の評価

太陽光発電、風力発電等のいわゆる変動電源が大量に導入された場合に必要となる系統安定化費用については前回試算においても評価が試みられたが、今回新たにその試算方法を見直すことにより、より詳細な評価が行われた。ここでは変動電源の導入拡大により火力発電の稼働率が低下し、発電効率が悪化する影響や、火力発電の起動・停止回数が増加することによる影響、バックアップのために発電設備を確保する必要性が生じる影響、揚水発電の利用拡大に伴う電力損失増加の影響等が考慮されており、例として2030年の自然変動電源（太陽光発電＋風力発電電力量）が660億kWh（日本の発電量全体の6%）、930億kWh（同9%）及び1,240億kWh（同12%）となった場合にそれぞれ年間3,000億円、4,700億円及び7,000億円程度の費用がかかるものとされた（単純に年間の費用を自然変動電源の発電量で割ると、4.5～5.6円/kWh程度となる）。なおここには地域間連系線の増強費用等は含まれていない。またこの試算は地域間における太陽光・風力発電導入可能量の偏在などを十分に考慮しておらず、従って過少の費用計上となっている（実際の費用はもっと多くかかる）こともワーキンググループの場で合意されている。

この系統安定化費用はエネルギーミックス全体の姿が特定された後に初めて計算されるものであり、個別の電源に帰属する費用ではない。このため、例えば図2-1及び図2-2に示す電源別の発電単価には計上されておらず、更に追加的にかかる費用であることには注意が必要である。

⑤ 一次エネルギー価格及びCO₂価格

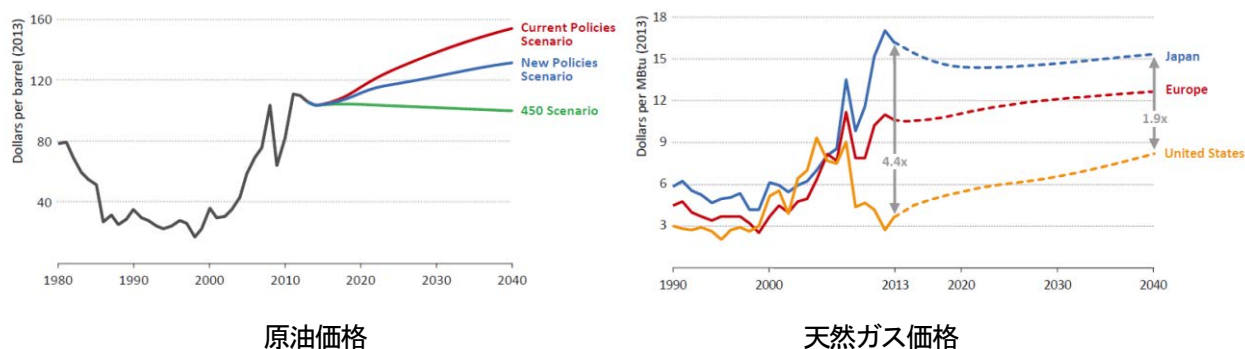
本ワーキンググループに先立って開催された長期エネルギー需給見通し小委員会では、2014年後半以降に原油価格が低下していることを受け¹⁷、一次エネルギー価格の見通しについて複数のケースを設定すべきでは、との意見も表明された。その後ワーキンググループでの議論を受けて、一次エネルギー価格については感度解析を行うものの、標準的なケースでは従来の方法に準じて、IEAの“World Energy Outlook 2014”（WEO 2014）における新政策シナリオ（New Policies Scenario: NPS）をもとに設定することとされた。具体的には原油価格（日

¹⁵ OECD/NEA, IEA, Expert Group on Projected Costs of Generating Electricity
<https://www.oecd-nea.org/ndd/egc/2014/>

¹⁶ 例えばプラント建設にX億円の費用がかかった場合、従来方法ではプラント稼働後の減価償却費として毎年その一部が計上され、累計でX億円の費用となる。それに対し、今回の方法ではプラント建設時に支払われる金額としてX億円が計上される。ともに累計でX億円という意味では同じだが、現在価値への換算を行う際に、費用の発生時点が異なるために若干の誤差が生じることになる。

¹⁷ 2014年7月時点で71,414円/kL（111.6ドル/bbl）であった日本の原油輸入CIF価格は同年後半から急速に低下し、2015年3月現在で41,225円/kL（54.7ドル/bbl）となった（出所：日本エネルギー経済研究所、「EDMC エネルギートレンド2015」）。

本の輸入CIF)は2013年の110.5ドル/bblから2030年には127.5ドル/bblと緩やかに上昇するものとされ、またLNG価格(同)は2013年の844.7ドル/tから2030年には若干低下して761.2ドル/tとなるものと想定された。この背景にはエネルギー関係の専門家間での一般的な認識として、直近で低下している原油価格も、長期的には再び上昇し、元の見通しの水準に回帰するであろう、と見られていることが挙げられる¹⁸。将来の原油価格の予測は誰にもできないものとはいえ、これは現時点での想定としては概ね妥当なものであるように思われる。なお感度解析結果によれば将来の一次エネルギー価格想定が10%変化した場合、石炭火力発電は0.4円/kWh、LNG火力発電は0.9円/kWh、石油火力発電は1.5円/kWh程度変化するものとされており、価格想定の不確実さを考えると、その変化が発電コストに与える影響は当然ながら決して無視できるものではない。



原油価格

天然ガス価格

(註) 発電コスト検証ワーキンググループでは新政策シナリオ (New Policies Scenario) について、日本の実績値 (輸入 CIF 価格) に応じて IEA 想定を補正して利用。また、天然ガス (LNG) 価格については「Japan」の想定値を利用。

(出所) IEA, “World Energy Outlook 2014”

図3-6 IEA, WEO 2014における原油・天然ガス価格の想定

CO₂価格についても同様に、IEA, WEO 2014の新政策シナリオに基づいて設定している。但しこのケースでは明示的に日本を対象とした想定値が存在しないため、先進国(EU)における想定値である2020年22ドル/tCO₂、2030年30ドル/tCO₂(2013年価格)を採用している。

この新政策シナリオは将来の気温上昇を2°Cに抑えることができないとされるシナリオであり、従って追加的に適応の費用、もしくは環境被害が発生する可能性があることは注意する必要がある。IEAによれば、気候変動問題に対していわゆる「緩和」策によって対処しようとする「450シナリオ」では更に高いCO₂価格、即ち2030年に100ドル/tCO₂程度が必要となる。一方で適応によって対処する場合には必要となるコストはかなり小さくなるとの見方もあることから、今回はより穏やかな新政策シナリオ相当をCO₂価格として想定している。但し温室効果ガスの排出による人類への被害はこの想定よりも大きくなる可能性があることは、十分に認識しておく必要はあるであろう。なお本ワーキンググループでの感度解析結果によれば、CO₂価格が上記の想定から仮に10%変化した場合、発電コストは石炭火力で0.1円/kWh、LNG火力で0.1円/kWh、石油火力で0.1~0.2円/kWh程度変化する。

¹⁸ 例えば2015年4月に公表された米エネルギー省のエネルギー需給見通し (Annual Energy Outlook 2015) では、原油価格 (WTI、2013年実質価格) は2015年の52.7ドル/bblから2030年には99.5ドル/bbl、2040年には135.7ドル/bblと上昇するものと見通されている。また5月に公表されたIEAの技術見通し (Energy Technology Perspectives 2015) では、中心的な4°Cシナリオにおける国際原油価格の想定は2030年123ドル/bbl、2050年137ドル/bblとなっている。

4. 今後の検討課題

以上述べた通り、発電コスト検証ワーキンググループは前回平成 23 年のコスト等検証委員会に対してその方法論から見直しを行い、かつ最新のデータを反映させることにより、前回よりも更に広い範囲にわたって、より正確な評価を行うことを試みたものである。そしてその試みの少なくとも一部は成功しているものと思われる。但し検討を要する課題は未だ多く残されており、改善の試みを続けることは不可欠である。

まず発電コストの概念の上で更に検討すべきは、政策経費の扱いであろう。今回政策経費として計上されているものとして、FIT の追加負担分、原子力等の立地費用、研究開発費用等が挙げられる。これらのうち FIT の追加負担分以外のものは上述の通り単年度の政府予算をある発電量で除することによって求められており、特に今回この分母の発電量として FIT 制度による設備認定量を用いた再生可能エネルギーの計算方法について、恣意性を免れない。また「発電量に応じて費用が増加するもの」という基準で見た場合には、FIT の追加負担や立地費用はそれに該当するのに対し、一般的な研究開発費用は該当しない。このように今回、政策経費として一括りにされたものの中には異なる種類の費用が含まれており、何を政策経費に含むか、どのように計算するか、計算した結果をどのように位置づけるかといったことについて更なる検討の余地は大きい。

次いで方法論上で議論を継続すべき最大の問題は、事故リスク対応費用であろう。今回の試算では福島事故相当の被害額と、「算定根拠」とされた炉年数とを設定することによりこれを算出しているが、双方の数字ともに検討の余地がある。また実際に将来起こるかも知れない事故が福島事故と同じ金額の被害をもたらす保障はなく、従って事故被害額は原理的には一定値ではなく、ある確率分布をもって発生するものとなる。欧米をはじめとする諸外国においても事故リスクの評価の試みは続けられており、それらも参考にしながら更に検討を進める必要がある。

また系統安定化費用については、上述の通り今回精細な評価が試みられ、一定の成果を収めたものの、現状ではまだ完全に満足できる評価方法とは言い難い。これについては今後想定される再生可能エネルギーの大量導入を踏まえ、試算方法そのものを更に改善する必要があるであろう。

これらの問題を十分に考慮した上で、今後も最新の情報を踏まえつつ、より正確な評価を目指して試算を見直してゆく必要がある。特に重要な問題は、再生可能エネルギーのコストの動向であろう。本稿で述べた通り現状では実態として日本の太陽光・風力発電は、諸外国と比べて高い水準にある。一方で諸外国においては再生可能エネルギー発電のコストは低下を続けており、日本においても FIT 制度による大きな国民負担を軽減する観点からも、更なるコストの低減が望まれる。今後の政策や国際価格との関係の中で、実際にどこまでの低下が達成されるかについては予断を許さない。

また重要なことは、試算の方法及び結果をどのように国民に分かり易く示すか、また幅広く、時には異なる見解を述べる人々との議論をどのように進めるかということであろう¹⁹。今回の試算ではワーキンググループ内での議論と並行して、3月上旬から4月上旬までの約1か月間、「発電コスト検証に当たりの情報提供」として広く国民からの情報を受け付けた。そこで得られた情報や意見については検討の上、一部については新たに試算に反映し、他の一部については既に反映済み、もしくは反映することは不適切と判断した。本ワーキンググループでの作業は現在収集可能な限りの情報を収集し、可能な限り広い意見を参考にした上で偏りのない観点から評価を行うことを試みたものであるが、実際に事態は常に変化するものであって、明日の空を吹く風は今日とは全く異なるものとなるかも知れない。このため、今後も引き続き検討と対話の試みを進めてゆく必要がある。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

¹⁹ 既に本ワーキンググループの試算に対して、メディア等で批判的な意見が述べられた例も複数見られる（但しその批判の根拠は、必ずしも明確ではない）。例えば

http://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1504/28/news036_2.html

<http://toyokeizai.net/articles/-/68379?page=2>

<http://dot.asahi.com/wa/2015051300008.html>

http://jref.or.jp/column/column_20150508.php