

発電コストの内外比較にみる 最適電源ミックスのあり方

～豪州と英国の統合費用から今後を占う～

エネルギー政策研究所長
山家 公雄



2024年12月17日に第7次エネルギー基本計画（エネ基）案が基本政策分科会にて提示され、同時に発電コスト検証案も報告された。エネ基案の核心は2040年の電源構成であるが、各電源のコスト見通しが重要な参考情報となる。本稿は、発電コスト検証案を概観するとともに海外の分析を紹介する。彼我の統合コストの考え方が大きく異なることを確認し、海外では再エネ主力化に向けた環境が急速に整ってきていることを解説する。

1. 第7次エネルギー基本計画案の概要

（1）電源構成は前回のトレンドの上にある

第7次エネ基の最大の焦点は原子力発電の新設に踏み込んだこととされる。「原子力は、…必要な規模を持続的に活用していく。次世代革新炉の開発・設置については、…具体化を進めていく」と記述された。しかし、電源ミックスをみると、原子力を含め、これまでのトレンド上にあることがわかる。

表1は、2023年速報値、第6次エネ基そして第7

次エネ基案の電源構成比を示している。第6次エネ基では、2030年と2050年の目標値が提示された。2050年は参考値との位置づけであるが、「広域連系系統のマスタープラン」作成の前提となるなど、この参考値は意味をもっている。第7次エネ基案の焦点は2040年の電力構成を決めたことである。再エネは4～5割、原子力2割、火力3～4割と、「あらゆる選択肢から成る全方位戦略をとる」とした第6次エネ基の2030年と2050年のトレンドの上にある。「あらゆる選択肢」は2018年の第5次エネ基ですでに登場している。

日本は、2050年カーボンニュートラルにコミットしており、電源は脱炭素技術で構成されることになる。火力発電は二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS：Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）でCO₂を取り除くか水素・アンモニアを燃料とすることが前提となる。2050年参考値では再エネで5～6割、原子力・火力で4～5割であるが、火力の内訳として水素・アンモニアが1割としている。ちなみに国際エネルギー機関（IEA）は、2023年9月に発表した直近のNZE（Net Zero Emissions）シナリオにて、2050年は再エネが89%、水素・CCUSが3%である。

表1 エネルギー基本計画の電力構成／7次計画は6次計画のトレンド上にある

年 (エネ基)	2023年 (速報)	2030年 (6次)	2040年 (7次案)	2050年 (6次参考)
再エネ	22.9%	36～38%	4～5割	5～6割
太陽光	9.8%	14～16%	22～29%	
風力	1.1%	5%	4～8%	
原子力	8.5%	20～22%	2割	4～5割 (**)
火力	68.6%	42%(*)	3～4割	

(注) (*) 水素・アンモニアで1%

(**) 原子力/CCUSで3～4割、水素・アンモニアで1割

出所：資源エネルギー庁資料をもとに作成。

（2）低い再エネ比率、消えた水素・アンモニアの数値

世界的に増加が著しい再エネは、2040年は4～5割と2030年の36～38%からの伸びが小さいが、「2050年5～6割」が壁として意識されているようにみえる。IEAは、2024年10月に再エネ導入量の見通しを発表したが、太陽光発電を主に2024～2030年は2017～2023年の2.7倍となる。2023年11月にCOP28で合意された「2030年までに再エネ3

倍」は実現可能であり、再エネシェアは5割に近づくとしている。

第7次エネ基の2040年計画では、再エネ増加のほとんどは太陽光に依存する。また、水素・アンモニアの数値は表に出ていない。第6次では2030年1%、2050年1割と明記されていた。2040年が近づくなかで実現に自信がもてていないと推察する。水素・アンモニアは、CCUSを含めまだ確証された技術ではなく、これを当てにするのは危険であるとの指摘は多い。

2. 発電コスト検証は電源ミックスの重要な参考情報

第7次エネ基の核心は2040年の電源構成であるが、各電源のコスト見通しが重要な参考情報となる。本節では、日本の「発電コスト検証」について解説する。

(1) 発電コスト検証はエネ基改訂時に実施

発電コスト検証ワーキンググループは、2024年7月から12月にかけて5回審議され、12月16日に報告案が取りまとめられ、17日に基本政策分科会に報告された。発電コストは、以下の前提で算出される。

- ①2024年および2040年の資本費、均等化発電原価(LCOE)をモデル分析により算定。
- ②LCOEは、新設の発電ユニットが、40年(再エネは25年)稼働する間に要する建設・運転・補修に要する費用と一定の収益を総発電電力量で除した数値。
- ③建設費は火力・原子力は直近運用の4設備を参考、再エネはFIT/FIP事業を参考。
- ④将来の建設費は内外の環境差を考慮するが太陽光・風力等学習効果(ラーニングレート)が見込めるものは織り込む。
- ⑤燃料費、CO₂費は直近における国際エネルギー機関

(IEA)見通しの前提を採用。

- ⑥原子力は建設費・追加的安全対策費、事故リスク対応費用、核燃料サイクル費用について感度分析を実施。
- ⑦補助金・賦課金等の政策経費の有無を区別、政策経費あり(含む)を基本情報とする。

(2) 2040年予想は再エネ、原子力が低くエネ基の電源ミックスと符合

図1は、以上の前提のもとで試算された2040年のLCOE価格である。主な技術の中では太陽光(事業用)がkWh当たり8.5円と最も低く、以下太陽光(住宅用)10.2円、原子力12.5円、洋上風力(着床)14.8円、陸上風力15.3円、火力20~30円と続く。火力は、燃料費とCO₂対策費が高いことが影響しているが、石炭が最も高くなる。原子力は最安となるケースで12.5円であるが、ケース(感度分析)により幅がある。福島原発事故前に運用した建設単価を採用していることも低水準に寄与していると考えられる。

前述のように第7次エネ基案の2040年電源ミックスは、再エネ4~5割、原子力2割、火力3~4割である。再エネでは太陽光が22~29%と圧倒的な割合であるが、世界的に低コストで再エネを牽引している風力は4~8%にとどまっている。原子力、火力を含めて電源ミックスは発電コストにある程度見合っていることがわかる。換言すると、発電原価をどのように試算(仮定)するかが重要となる。コストからは火力が多いように思えるが、後述のように統合費用込みだと違和感は小さくなる。

再エネでは、中水力13.0円、地熱16.7円が比較的低い。水素・アンモニア・CCS付の低・脱炭素火力は、水素専焼が29.9円と最も高く、石炭が27円台と次に高く、アンモニア専焼が23.1円となり、LNGは火力の中では最も低く20円前後となる。

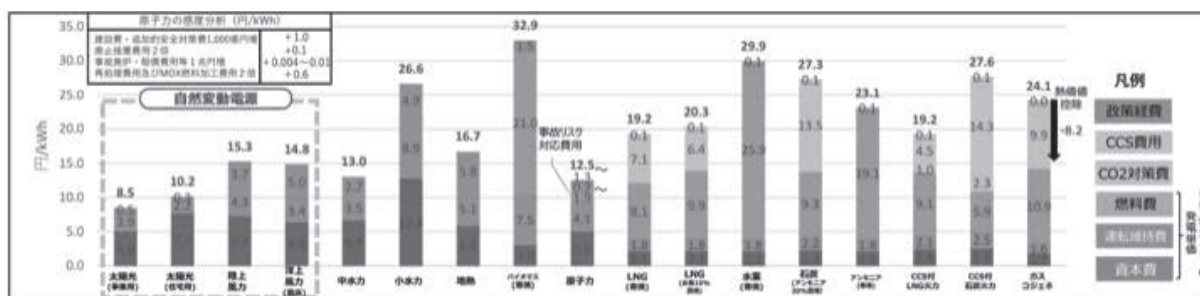


図1 2040年発電コストの試算結果(暫定)

出所: 発電コスト検証WG「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告(2024年12月17日)」

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/067/067_009.pdf

(3) 参考値ではあるが存在感を示す統合コスト

一方、参考値ではあるが、統合費用の数値も冒頭の「概要」で示している。統合費用は、発電設備を少し増やした場合に系統全体で生じる追加費用のことであり、電源の種類を問わずに発生する。特に天候の影響を受ける太陽光・風力等の自然変動電源（VRE）は、火力発電等の統合手段の協力が必要でありそのコストも加える必要がある。統合費用は、「発電コスト検証」では火力発電の柔軟・調整運転は設備的には非効率な運用であるとし、それが招く燃料費増をカウントする。また、揚水・蓄電池の調整運転や再エネの出力抑制によるロス等が想定されている。統合コストは、世界的に考え方が定まっていないことから参考値として扱っている。

図2は、2040年時点の「統合コストの一部を考慮した発電コスト」で、VRE容量のシェアが4割、5割、6割のケースに分けている。結果は、VRE 4割では太陽光がkWh当たりで15.3円と最も低く、原子力最安ケースの16.4円が続き、風力は19円前後で火力よりも低い。VRE 5割では原子力最安ケースが16.4円と最も低く、陸海風力とLNG火力が21～22円で続き、太陽光は23.4円と高くなる。VRE 6割では、原子力最安ケースで18.9円と最も低く、LNGが21～22円、風力が24～25円で続き、太陽光は36.9円と最も高くなる（CCS付石炭よりも高い）。VRE 6割のケースでは太陽光は競争力を失うことを意味する。

参考値とはいえ、統合コスト考慮の場合、VREは5割程度が適正で、それ以上の拡大は、2050年に向けてさらなるLCOEの低下と統合費用の低下が必要とい

うことを示唆する。2021年に公表された第6次エネ基では、参考値として2050年の電源割合が示されたが、再エネ割合は5～6割であり、これと符合する。しかし、再エネが急激に増えている世界の現状やIEAのNZEシナリオの2050年89%（太陽光と風力で72%）に比べて大きく見劣りする。太陽光の36.9円は、中東等で2セント/kWh前後の売買契約も生じているなかで、驚きの水準である。

3. 英国の統合費用込み発電コスト「ELCOE」

発電コストの試算は、世界で多くの機関が発表している。国際再生可能エネルギー機関（IRENA）や金融サービス会社LAZARDが有名である。単独では太陽光・風力が圧倒的に低く、蓄電池併設でも火力単独に伍する試算も出てきている。原子力は高い方に分類される。統合コスト込みの試算では、英国とオーストラリア（豪州）が政府肝いりで公的機関が試算している。

・英国ではガスは再エネの5割高

英国は、ほぼ毎年システムオペレーターのNESO（The National Energy System Operator）が発電コスト（LCOE）を試算し、政府が公表している。直近は2023年11月であり、MWh当たりで2025年洋上風力は44ポンド（2021年価格）、陸上風力が38ポンド、大規模太陽光が41ポンドそしてコンバインドサイクルガスタービン火力（CCGT）が114ポンドとなっている。

統合コストであるが、英国政府は2020年に、卸・容量・バランシング・アンシラリーの各市場や系統への影響を加えた価格（ELCOE）を初めて試算・公表し

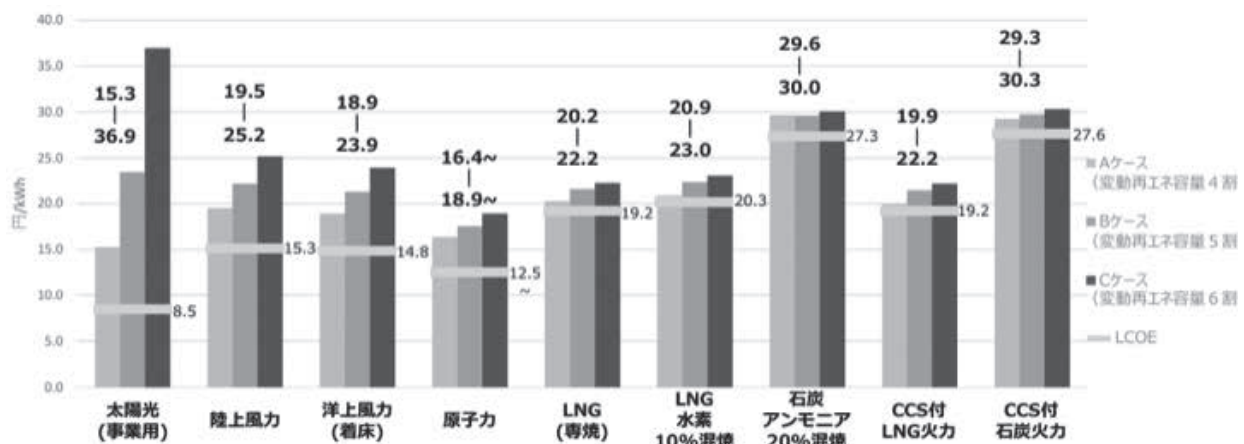


図2 統合コストの一部を考慮した発電コスト（2040年）

出所：発電コスト検証WG「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告（2024年12月17日）」

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/067/067_009.pdf

た (EはEnhanced)。その結果、CCUS付CCGTと再エネはほぼ100ポンド程度に並んだ (図3、統合費用は“Additional Systems Costs”)。2023年7月には、ウクライナ戦争等により増加した予想燃料費を加えたELCOEを公表した。CCGTは152ポンドと高くなった (図3、燃料費増は“Additional post-invasion fuel costs”)。すなわち、直近の英国試算では、脱炭素火力発電は統合費用込みVREよりも約5割高となっている。この情報は、日本でも「発電コスト検証」において1ページを使って紹介しているが、燃料費増分追加前の2020年時点の数字にとどまっている。

4. オーストラリアが毎年公表する発電コスト「Gen-Cost」

オーストラリア (豪州) では、政府系研究機関である豪州連邦科学産業研究機構 (CSIRO: Commonwealth

Scientific and Industrial Research Organisation) がエネルギー市場管理機関 (AEMO: Australian Energy Market Operator) の協力を得て、発電コスト試算「GenCost」を毎年公表している。「最新で最も信頼できるデータをもとに、政策や事業の参考となる発電コストを提示する」としている。

AEMOは2年ごとに電力版エネ基に相当する統合システム計画 (ISP: Integrated System Plan) を試算・公表し、政策や事業判断を支援している。初版ISPは2018年に始まるが、GenCostの第1回調査も同年に行われている。「GenCost 2024-25」は7回目となり、12月8日にドラフトが発表され、パブリックコメントを経て2月に最終版が公表される予定である。以下で解説する。

(1) VREは2024年でも統合費用込で最低水準

図4は、2024年と2030年のLCOEを示している。発電技術として石炭火力、ガス火力、CCS付の石炭とガス、小型原子力モジュール炉 (SMR)、大規模原子力、大規模太陽熱、太陽光・陸上風力を合成した統合費用込再エネ (以下「統合再エネ」) を取り上げている。太陽光発電、陸上風力発電は、単独では圧倒的に低く、公表が開始された2018年以降7年連続で最低となる。当図では省略されているが、陸上風力については、2024年は70～116ドル (豪ドル、以下特に説明がない場合は豪ドル)、2030年は56～96ドルであり、太陽光はそれぞれ43～73ドル、35～62ドルである。

統合再エネは、前回 (23 - 24年版) から示されるようになった。VRE比率が60/70/80/90%のケースごとに試算する (発電電力量kWhベース)。再エネの統合はファームিং (firming) と称されるが、統合手段としては送電線、ストレージ

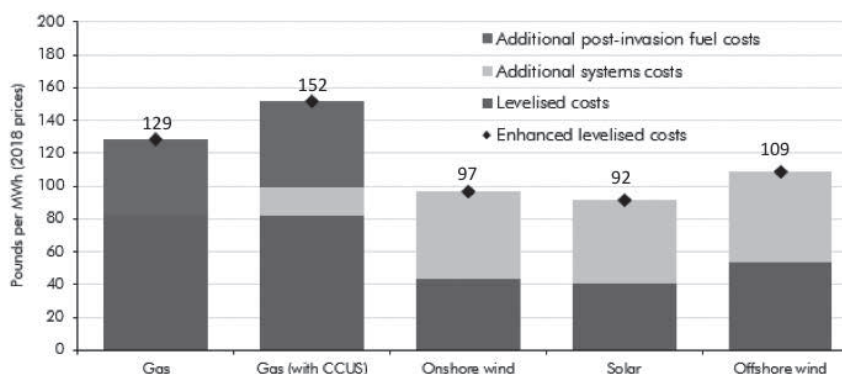


図3 英国の統合費用込発電コスト (2025年ELCOE)

出所: Office for Budget Responsibility “A more comprehensive measure of the costs of energy (2023年7月)”に数字を加筆
<https://obr.uk/box/a-more-comprehensive-measure-of-the-costs-of-energy/>

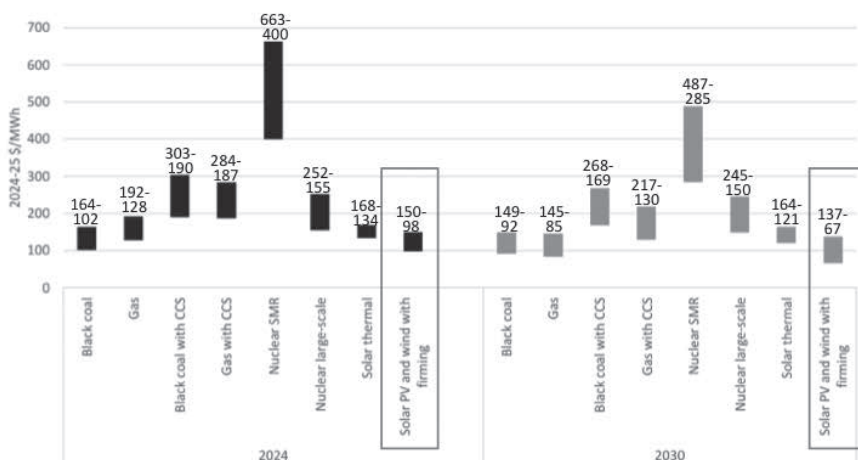


図4 豪州の技術別LCOE (均等発電原価) 比較 (2024年、2030年)

出所: CSIRO “GenCost2024-2025draft (2024年12月)”に数字・枠を加筆
<https://publications.csiro.au/publications/publication/PIcsi:EP2024-6152/RI9/RT11>

ジ（蓄電設備）、同期調相機（シンクロナスコンデンサ）、出力抑制を取り上げている。なお、発電施設計画前にすでに建設中・計画中であるインフラ等の統合手段については、他の目的による整備であるため加算の対象外としている。火力発電は新設を予想していない。**統合再エネ費用は、現在計画のある対策を織り込んでいるが、火力単独も含めて2024年でも98～150ドルと最も低く、2030年は67～137ドルとさらに優位となる。**

以下、コストの低い順に**火力単独、太陽熱、大規模原子力、CCS付火力、SMR**となる。火力単独は2番目に低い「CO₂を排出するので課題が多い」と評価する。太陽熱はまだ商業施設は未稼働であるが、「蓄エネルギーと低温蒸気供給を併せ持つ非常に魅力的な技術」と評価している。CCS付き火力は「率直なところ実績や計画は多くない」とする。原子力は、2024年では統合再エネに比べて大規模で1.5～2.5倍、SMRで4～6倍と高く、「何よりも2040年までに間に合わない」とする。原子力は、豪州では法的に導入できない電源であるが、前回（23-24年版）から大規模原子力の試算が登場している。野党である保守連合が導入を提案していることへの配慮である。

2024年と2030年の比較では、学習効果（ラーニングカーク）が働く統合再エネ、SMR、CCSが低くなる。新技術で発射台の高いSMRを除くと、統合再エネの下がり方が大きい。これは、再エネや蓄電池の価格低下が大きく、ストレージ・送電線の投資効果が浸透するからとしている。

（2）再エネ統合費用は2030年に大きく低下

2024-25版の分析の焦点は、統合再エネの2030年コストが2024年に比べて大きく下がることである。図5は、統合費用込のVREコストについてVRE比率に応じた統合費用や統合手段の変化を、2024年と2030年に分けて示している。

2024年では、（単独）発電コストは約80ドルで、これに統合費用40～45ドルを加えて120～125ドルとなる。VRE割合60／70／80／90%にかかわらずほぼ安定している。これは、公表されている統合手段は将来の需要著増とその結果として増えるVREに対応するために大規模となっており、VREの多寡にかかわらずコストはあまり変わらないからである。統合手段はコストの大きい順にストレージ（蓄電設備）、基幹送電線（REZ（再生可能エネルギーが集中する地域：Renewable Energy Zone）以外の連系線等）、REZ内および既存の電力網を繋ぐREZ送電線、再エネ出力抑制、シンクロナスコンデンサ（同期調相機）となっている。ストレージが大きいのは送電線建設に時間を要し代替需要があること、価格がまだ高いこと等による。

（3）統合コスト低下は、統合手段の競合とストレージ多様化による

2030年は、発電コストは約65ドルに下がり、統合込みコストは67～137ドルと低下する。VRE割合60%で67～105ドル、70%で72～113ドル、80%で80～122ドル、90%で94～137ドルと、VRE拡大につれて大きくなる（図5は各ケースの平均値）。これはVREがあ

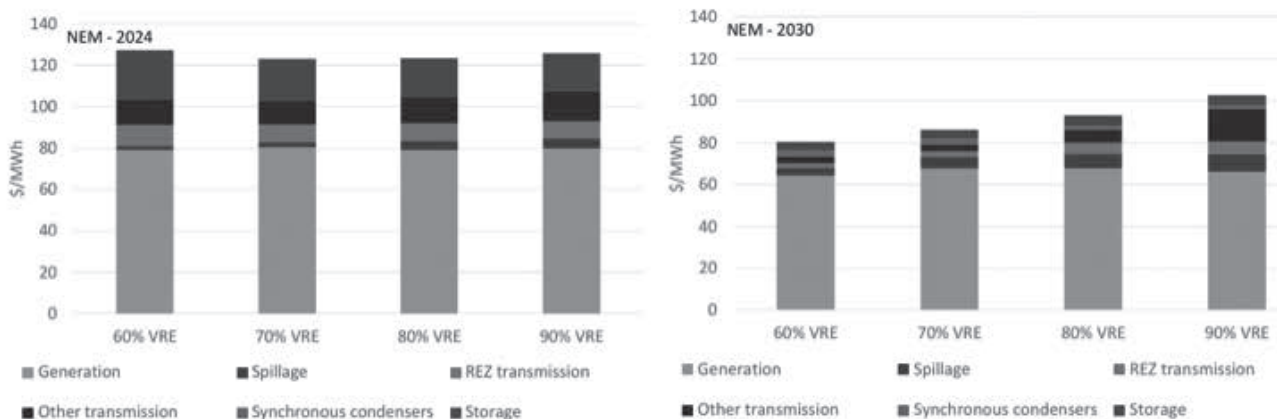


図5 統合費用込再エネ費用の見通し（2024年、2030年）
コスト低下と蓄電池・送電網整備効果で2030年は大きく低下

出所：CSIRO “GenCost2024-2025draft（2024年12月）”
<https://publications.csiro.au/publications/publication/PIcsiro:EP2024-6152/R19/RT11>

る程度普及しているなかでは、統合手段は主にVRE対応となることから、常識的ではある。

注目すべきは統合費用が大きく減少することである。特にVRE割合80%までは顕著である。要因は統合手段の割合にも表れる。2024年に比べてストレージの割合が大きく下がり、送電線も下がる一方で、シンクロナスコンデンサ、出力抑制が上がる。ストレージの減少は、価格が下がることに加えて系統バッテリー（BESS：Battery Energy Storage System）の多様な効果が浸透すること、そして送電線整備効果が表れること等による。出力抑制は、VREの設備単価（kW）が大きく下がるなかで発電電力量（kWh）の損失は相対的に小さくなり統合手段間の競争力が高まる。シンクロナスコンデンサが増えるのは、石炭火力の廃止が進み同期力の価値が高まるからである。VRE割合90%では、基幹送電線を主に少し大きくなるが、水力等VRE以外の再エネを加えるとほぼ100%となる影響が大きい。

（４）新たな発見はストレージのタイムシフト効果

このように2030年の統合コストは大きく低下するが、CSIRO最高経営責任者のダグ・ヒルトン氏は、「ストレージのタイムシフト効果を過小評価していた」と解説する。豪州は屋根置きを含め太陽光が最大シェアを占めるようになる。昼間は余剰電力が多くなるが夕刻から需要が増え出力変動電源が大量に投入される。従来コストの高い火力発電の役割が大きかったが、ストレージが増えてこのギャップを埋めるようになる。その結果、余剰時のマイナス価格を含む安い電気が「燃料費用」となり市場価格を抑える役割を果たすようになる。特に、蓄電容量が大きくなると（放電時間が長くなると）、この効果を広く見込むことができるようになる。

（５）原子力発電コストの考え方を詳しく分析

次の焦点は原子力であるが、野党である保守連合は原子力推進に熱心であり、脱炭素の中核と位置づけ、稼働・普及するまでの間は石炭火力でつなぐというシナリオを描いている。それを受けて、前回よりSMRに加えて大規模原子力の発電コスト試算を行っている。しかしコストは高く、リードタイムは長く「現実を導入を想定するのは難しい」との結論となった。今回も結論は変わらず、統合再エネに比べて大規模原子力

は2024年で統合再エネの2～2.5倍、SMRは4～6倍の水準で、リードタイムは15年とされた。

保守連合はCSIROの発電コスト試算には不満を示しており、「前提が間違っており、不当に高くなっている」と執拗に批判している。今回は主たる批判である3項目に焦点を当て、以下のように、詳細に分析・反論している。

1. 運転期間は30年ではなく60年可能
⇒通常の発電コスト計算は、ファイナンスを考慮し30年間で比較する。原子力の改良工事は初期投資の1/3を要する。45年経過時の建て替え時のコストは、安全基準の高まり等もあり大きくは下がらない（ラーニングレートが効かない）。一方、太陽光は30年経過時に建て替えられるが、ラーニングレート効果により大きく下がる。
2. 設備利用率は53～89%ではなく米国並みの93%可能
⇒世界の平均は非民主国を含めて8割程度で、1割は60%以下。豪州は石炭火力で100年を超すベースロード電源としての経験があるが、平均で59%。
3. 運転開始までのリードタイムは15年ではなく10～15年で脱炭素に早く貢献
⇒民主国家の平均値を前提とすべき。民主国家でも先進国ほど長くなる傾向。関係者のほとんどは15年に理解。2040年までに間に合わない。

（６）原子力コスト試算は低すぎるとの批判も

一方、CSIROの原子力試算には「前提が甘く、実態よりも低く評価している」という批判がある。クイーンズランド大学のジョン・クイギン教授が、民主主義国の最新事例をあげて展開している。「チェコ政府は、2024年7月に原発入札結果を発表したが、既存サイト内立地で86億米ドル/GWであった。奇しくもCSIROは原子力の資本費を86億豪ドル/GWとしており、これはチェコの入札価格を為替換算なしで採用したのではないか。現在1豪ドルは0.62米ドルであり、実際は140億豪ドルになる。」

ちなみに円換算（1ドル155円）では、1兆3300億円/GWとなる。日本政府が2024年12月16日に発表した発電コスト検証では、原子力発電は建設費45.8万円/kWであり、GW当たりでは4580億円となる。

5. 各国統合費用込発電コストの要約 高い日本の再エネ価格想定

表2は日本、英国、豪州の統合費用込発電コストを要約した表である。前提が異なるので一概に比較はできないが、再エネに関しては日本の想定価格は高い。特に豪州の低さが際立っているが、同国は毎年代表的な政府研究機関がシステムオペレーターとともに試算しており、信頼性は高い。また、英国は2025年価格であり、学習効果を織り込むと将来はより低くなると考えられる。

表2 日本、豪州、英国の統合費用込発電コストの比較

(単位: 円/kWh)					
	太陽光	陸上風力	洋上風力	風力・太陽光	CCS付CCGT
日本(2040) VRE4~6割	15.3~36.9	19.5~25.2	18.9~23.9		19.5~22.2
豪州(2030) VRE6~9割				6.6~13.7	
英国(2025)	17.5	18.4	20.7		28.8

(注)・VRE割合 : 日本は容量(kW)ベース、豪州は発電電力量(kWh)ベース
・為替 : 豪州通貨は1ドル100円、英国通貨は1ポンド190円
・基準価格年度: 日本2024年、豪州2024/25年、英国2018年

出所: 各種資料をもとに作成。

電コスト検証ワーキンググループ)
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/067/067_009.pdf
・Renewable energy: Costs Published Friday, 08 November, 2024, House of Lords Library (Figure 2)
<https://lordslibrary.parliament.uk/renewable-energy-costs/>
・A more comprehensive measure of the costs of energy, Office for Budget Responsibility
<https://obr.uk/box/a-more-comprehensive-measure-of-the-costs-of-energy/>
・発電コスト検証に関するとりまとめ(案) 令和6年12月16日発電コスト検証ワーキンググループ
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/2024/data/05_05.pdf
・GenCost 2024-25: Consultation draft
<https://publications.csiro.au/publications/publication/PIcsirop2024-6152/RI9/RT11>

(筆者略歴)
山家 公雄(やまか・きみお) エネルギー政策研究所長
豊田合成株式会社アドバイザー

1980年東京大学経済学部卒業後、日本開発銀行(現日本政策投資銀行)入行。電力、物流、鉄鋼業界などの担当を経て、環境・エネルギー部次長、調査部審議役などを歴任。金融や産業調査の経験を生かし、国際的視野から環境・エネルギー政策をウォッチしてきた。

2009年エネルギー戦略研究所長、2012年山形県エネルギー顧問、2014年京大特任教授、2016年豊田合成株式会社取締役就任。再エネ・電力システムを主に研究。2023年10月より現職。

6. 終わりに ベースロード時代の終焉

豪州のシステムオペレーターであるAEMOは、最新の電力ロードマップとなるISP2024を2024年6月に公表した。翌7月にダニエル・ウェスターマンCEOは講演で「再エネをストレージ等の柔軟性で調整し5%程度の水素発電でバックアップするのが最良の方策。カリフォルニア州は豪州の1.5倍の電力需要をもつが、すでに系統バッテリーが最大のピーク調整設備となっている。ベースロード電源、ピークロード電源という用語は時代遅れになった」と語った。世界では統合費用を含む再エネ発電コストは急速に下がり、「統合コスト」という用語も無くなる時期が近づいている。

(参考文献)

- ・エネルギー基本計画(原案)及び概要
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/067/067_006.pdf
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/067/067_005.pdf
- ・広域系統長期方針(広域連系システムのマスタープラン)(案)
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/files/masuta_23_01_02.pdf
- ・エネルギー基本計画の概要(令和3年10月資源エネルギー庁)
<https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-2.pdf>
<https://www.canarymedia.com/articles/clean-energy/chart-renewable-energy-could-close-to-triple-by-decades-end>
- ・基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告(令和6年12月17日発