

令和6年度エネルギー需給構造
高度化対策調査等事業
(国内外のエネルギー・発電コストに
関する調査・分析)

調査報告書

——経済産業省資源エネルギー庁委託調査——

2025年3月



一般財団法人
日本エネルギー経済研究所

第1章 エネルギー・発電コストに関する足下動向調査	1
1.1 エネルギー・発電コストに関する文献調査	1
1.2 エネルギー・発電コスト分析に係るデータ・想定 of 調査	5
第2章 電源別発電コスト試算の実施	11
2.1 電源別発電コストの計算手順の概要	11
2.2 電源別発電コストの試算	12
第3章 統合コストを考慮した発電コストの評価手法検討と定量評価	15
3.1 システム統合の一部を考慮した電源別コストの評価手法	15
3.2 システム統合の一部を考慮した電源別コストの試算	16
第4章 エネルギー・発電コストに関する新たな分析・評価手法の検討	18
4.1 電源別発電コスト試算の事例と手法の概要	18
4.2 発電コスト分析に関する有識者ヒアリング	24

図1-1 IEA・OECD/NEA(2020)によるVALCOE試算例.....	2
図1-2 EIA(2023)による電源別のLACE試算例.....	3
図1-3 BEIS(2020)によるEnhance levelized costs試算例.....	4
図2-1 発電コスト試算シートの計算の手順とロジックの概要.....	11
図2-2 発電コスト試算シートと試算結果.....	12
図2-3 2023年の各技術の発電費用.....	13
図2-4 2040年の各技術の発電費用（燃料価格：STEPS、CO2価格：EU-STEPS）.....	13
図2-5 2040年の各技術の発電費用（燃料価格：APS、CO2価格：EU-APS）.....	14
図3-1 システム統合の一部を考慮した電源別コスト(LCOE*)の計算方法.....	16
図3-2 LCOE*の計算結果.....	16
図4-1 蓄電池のコスト検証事例 (LCOS).....	20
図4-2 蓄電池コストの計算事例 (IEAの計算事例).....	21
図4-3 蓄電池併設型再エネ発電のコスト評価の事例 (IEA).....	22
図4-4 蓄電池等のコスト評価の事例 (米国DOE/EIA).....	23

表1-1 石油火力の稼働率のまとめ	5
表1-2 石炭火力の稼働率のまとめ	7
表1-3 諸外国の公共事業評価における社会的割引の評価例.....	10
表4-1 統合費用に関する指標、試算例	19

第1章 エネルギー・発電コストに関する足下動向調査

1.1 エネルギー・発電コストに関する文献調査

発電コスト調査・分析にあたり既存の代表的な研究成果、報告などについて精査し、エネルギー・発電コストに関する足下の動向を調査する。本調査では代表的な発電コストの分析の事例として、IEA・OECD/NEA、米国エネルギー省（DOE/EIA）、英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）の分析事例を整理する。

1.1.1 IEA・OECD/NEA

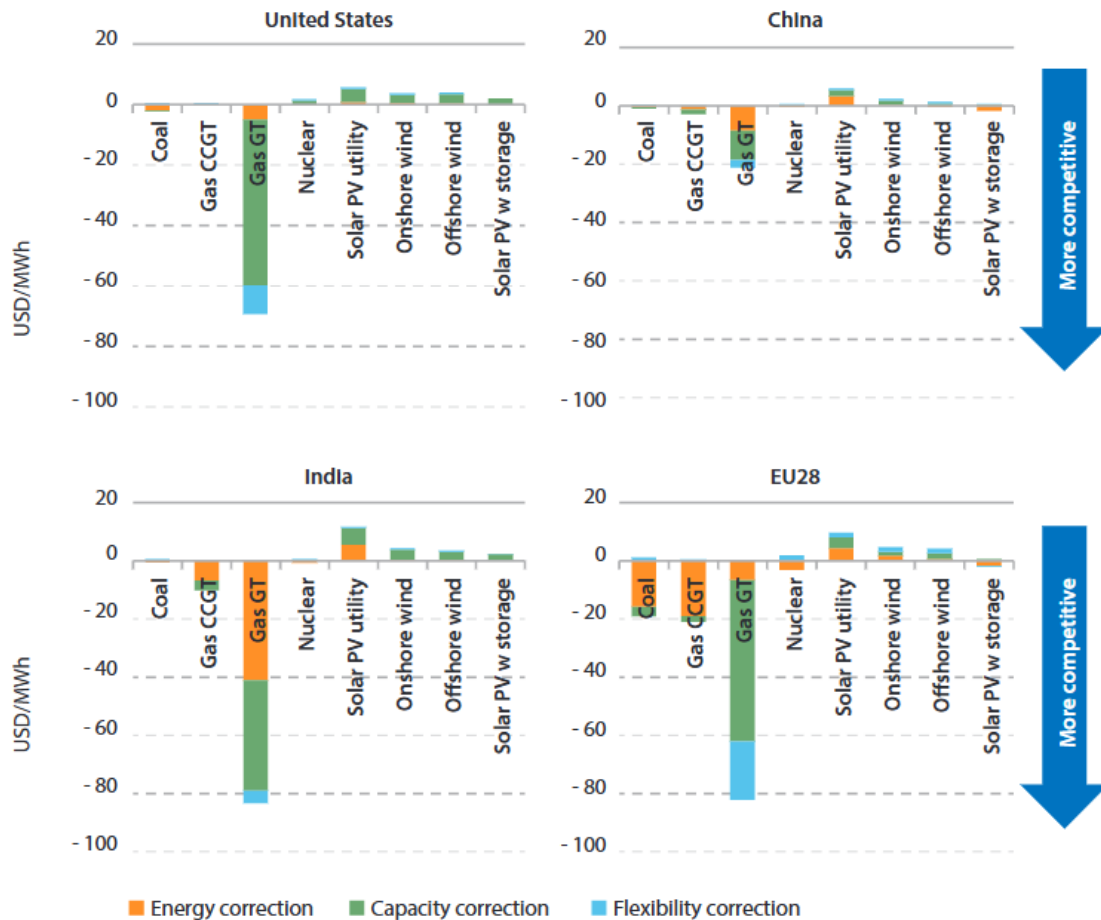
国際エネルギー機関（IEA）と経済協力開発機構（OECD）の専門機関である原子力機関（NEA）は、1983年から”Projected Costs of Generating Electricity”を共同で発表しており、2020年には第9版を刊行した。第9版では世界24か国を対象にLCOEを算出しているほか、蓄電池のコストとして均等化貯蔵原価（LCOS）を初めて示した。また、IEAのWorld Energy Outlook 2018¹では価値調整済みLCOE（Value-Adjusted LCOE: VALCOE）という指標を提示し、アメリカ・中国・インド・EUを対象に試算を行った。

VALCOEはLCOEを踏まえた評価指標として提案されており、変動型再生可能エネルギー（VRE）の大量導入などの電力市場の変化が各電源の提供する電力の価値に与える影響を考慮し、電力システムの中における各電源の経済性を評価するものである。VALCOEは、電力システム内における特定の技術の価値（電力量価値、容量価値、調整力価値）を算出し、地域ごとのシステム平均値との差分（価値調整と呼称）をLCOEに加算・減算することで求められる。電力量価値は年間の発電電力量あたりの平均価格、容量価値はピーク需要を満たすために貢献する能力、調整力価値は予備力供給や周波数調整などの電力システムの変動に貢献する能力を表す。

VALCOEの評価事例としてWorld Energy Outlook 2019の公表政策シナリオ（STEPS）に基づき、アメリカ・中国・インド・EUの4地域を対象に2025年の価値調整を試算したものがある（図1-1）。再生可能エネルギー等、火力以外の電源の拡大に伴いガス火力（CCGT）は年間のごく一部の時間のみ運転されるため相対的にLCOEが高くなるが、需要ピーク時に電力を供給できるなどの理由から、VALCOEの試算ではそれぞれの地域において負の価値調整が大きい。一方で、ガス火力（CCGT）について欧印の場合では負の価値調整が相当程度あり、需要変動に対応するミドル電源として柔軟性が高いことの価値が反映されている。

¹ IEA (2020), “World Energy Outlook 2018”

図1-1 IEA・OECD/NEA(2020)によるVALCOE試算例



出所: IEA・OECD/NEA(2020), Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition

1.1.1 DOE/EIA

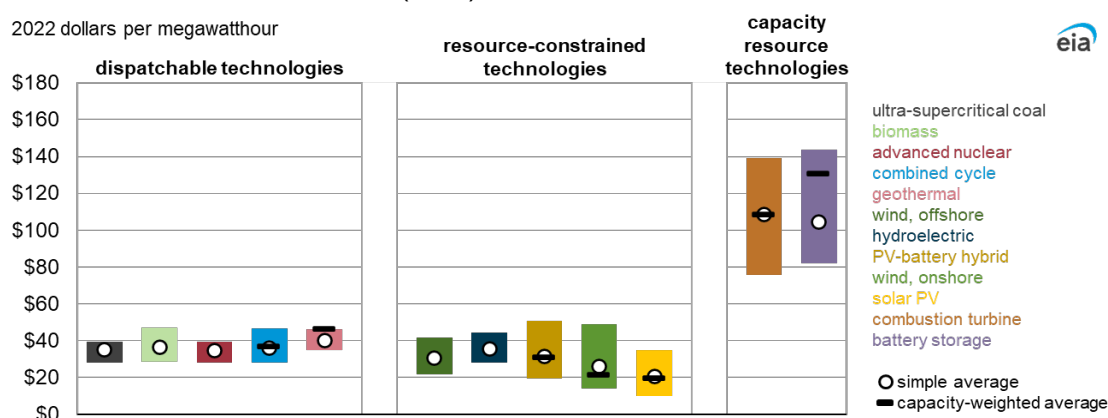
アメリカのエネルギー省（DOE）の附置機関であるEIAは、2014年度から毎年“Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook”を刊行している。2025年3月時点での最新年度版（2023年）では、Annual Energy Outlook 2023²のレファレンスケースにおいて、National Energy Modeling System (NEMS)を使用し、アメリカの25地域を対象に2028年に運転開始の新規電源別のコストを示した。同報告書では、電源別発電コストの指標として広く用いられる均等化発電原価（LCOE）を算出するほか、DOE/EIA独自の指標として、電源の市場価値を表す均等化回避原価（LACE: Levelized avoided cost of electricity）を提案している。なお2021年からは、蓄電池のコストとして均等化貯蔵原価（LCOS: Levelized Cost of Storage）を追加している。これら3つの指標を組み合わせることで、特定の技術の経済競争力を示すことができるとしている。

² EIA (2023), Annual Energy Outlook 2023

均等化発電原価（LCOE）は、一定の費用回収期間にわたって発電される電力量あたりのコストを試算したものである。LCOEは資本費、運転維持費、燃料費を考慮したものであり、各電源のコスト構造の比較に有用である。均等化貯蔵原価（LCOS）は、LCOEの評価手法を応用した指標であり、一定の期間にわたって放電される電力量あたりの建設・運用に要する蓄電池のコストを試算したものである。資本費、運転維持費に加えて電力系統からの電力購入費用を考慮している。

均等化回避原価（LACE）は、エネルギーシステムの中に特定の電源を追加し、他の電源を代替することによって生じる収益を考慮した指標であり、電力供給や予備供給力による収益などの損益の和を稼働時間で除することによって算出される。LACEがLCOEまたは均等化貯蔵原価（LCOS）を上回る場合、対象の電源の追加に経済性があるとみなすことができる。本報告書では、2028年の新規電源におけるLACEを算出している（図1-2）。一般に、太陽光発電や風力発電など発電出力が天候に左右される電源は電力システムへの貢献度が低く、LACEも低くなる。

図1-2 EIA(2023)による電源別のLACE試算例



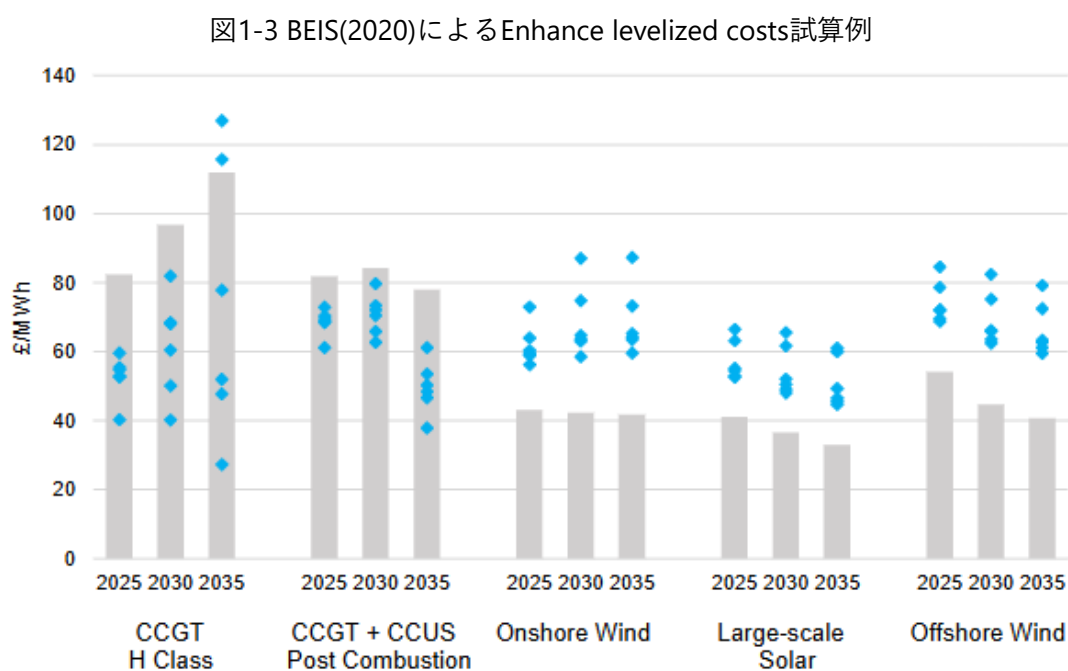
出所: EIA(2023), Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2023

1.1.2 BEIS

イギリスのビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は、2013年、2016年、2020年、2023年に“Electricity Generation Cost”を刊行した。幅広い技術を対象に、将来年におけるLCOEを算出している。2020年の報告書では、拡張均等化発電単価（Enhance levelized costs）という指標を提案し、特定の発電技術を追加することによる電力システムへの影響の一部を反映した発電コストを提示している。Enhance levelized costsは、BEISの電源構成モデル（Dynamic Dispatch Model）により推計した、卸売市場・容量市場・アンシラリーサービス市場・電力系統への影響をLCOEに加味した発電コスト指標であり、原子力発電所の影響との相対比較によって示されている。

2020年の報告書では、2025年、2030年、2035年、2040年のLCOE（2018年実質価格）を算出したのち、6つのシナリオについてEnhance levelized costsを推計している。2050年にカーボンニュートラルを達成することを想定した上で、電源構成（再エネ重視ケース、原子力重視ケース、中庸ケース）と電力需要（高位ケース、低位ケース）の組み合わせによってシナリオが設定されている。図1-3において、LCOEは棒グラフ、Enhance levelized costsは点（◆）にて示される。全てのシナリオにおいて太陽光発電や風力発電などの変動性再生可能エネルギーのLCOEはEnhance levelized costsを上回り、出力調整可能なガス火力（CCGT）とCCUSの組み合わせの場合はLCOEをEnhance levelized costsが全てのシナリオで下回る結果となった。

2023年の報告書では、太陽光、陸上風力、洋上風力など複数の発電設備の想定の見直しと、水素燃焼コンバインドサイクルガスタービン（Hydrogen-fired CCGTs）の追加を行い、2025年、2030年、2035年、2040年の均等化発電原価（LCOE、2021年実質価格）を算出している。



出所: BEIS(2020), Electricity Generation Cost 2020

将来の発電コスト検証にあたりカーボンニュートラルを見据えた電源構成の変化およびその結果として想定される技術別の稼働率の変化について、合理的な想定を検討することが重要になる。また、上で示した代表的な報告書では発電技術別のコストとして LCOE を計算した上で、電力システム全体への貢献を加味するなど新たな計算手法を用いた検討を進めている。

次節では再生可能エネルギー等の脱炭素電源の普及の中で特に稼働率の変化が想定される石油火力発電所、石炭火力発電所の稼働率および社会的割引率について、上に挙げた代表的な発電コストに関する報告書における想定等を参照しまとめる。

1.2 エネルギー・発電コスト分析に係るデータ・想定 の調査

1.2.1 石油火力の稼働率

米国エネルギー省のEIAの報告書では石油火力についてのコスト分析を行っていない。英国BEISの報告書ではピーク需要を賄う発電技術として石油火力を含めた発電技術について稼働時間で感度分析を行っている。IEAの報告書では事例として参照している特定国を除き原則的に石油火力についての分析は行っていない（表1-1）。

表1-1 石油火力の稼働率のまとめ

機関	レポート	コメント
US DOE EIA	Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 各年版 (2014-2023)	石油火力に関するコスト分析は行っていない
UK BEIS (2013年時点 はDECC)	Electricity Generation Costs 2013	石油火力に関するコスト分析は行っていない
	Electricity Generation Costs 2016	Reciprocating engines (diesel/gas)、OCGT (Open Cycle Gas Turbines) について稼働時間90hrs、500hrs、2000hrsに場合分け
	Electricity Generation Costs 2020	Reciprocating engines(diesel)、OCGTについて90hrs、500hrs、2000hrsで場合分け
	Electricity Generation Costs 2023	Reciprocating engines(diesel/gas)、OCGT、についても90hrs、500hrs、2000hrsで分析

IEA (OECD/NEA)	Projected Costs of Generating Electricity 2005 Update	石油火力は例外的な扱い、ただし、国別分析(フランス)では稼働率を横軸に取った比較分析を行っている事例あり(ピーク電源については稼働時間2500hrs以下で感度分析)
	Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition	Mexico、South Africaの分析のみ、いずれもLoad factorは85%
	Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition	石油火力の分析はなし。 参考：CCGT(Combined-cycle Gas Turbines)、石炭、原子力は85%で共通を採用。ただし、感度分析として50%も考慮
	Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition	石油火力の分析はなし。 参考：CCGT、石炭、原子力は感度分析として稼働率0-100%の結果も示している。

出所:英国政府Energy generation cost projections, 米国DOE/EIA, Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 各年版、IEA・OECD/NEA, Projected Costs of Generating Electricity2020 Edition他より作成

1.2.2 石炭火力の稼働率

米国エネルギー省のEIAの2014年の報告書では高効率なものからCCS付きまで幅広く分析していたが、その後の技術の進展を考慮し、より高効率な技術についての分析に焦点を当てている。英国BEISの報告書では2013年の報告書ではEIAと同様に幅広い技術を扱っていたが、2020年の報告書、2023年の報告書では英国政府の脱石炭火力の方針の下でコスト分析を行っていない。IEAの報告書では事例として参照している各国の事例から石炭火力に関する幅広い技術について分析を行っている(表1-2)。

具体的には米国EIAの2014年の報告書ではConventional coal, IGCC, IGCC with CCSについて分析している。その後、大気浄化法の改正を経て2017年から部分的CO2回収での石炭火力を評価しており、EPAの提案に基づきUSCも評価している。英国BEISは2013年版レポートでIGCCを軸に複数の技術の組み合わせ、バリエーションでコスト評価を実施している。また、バイオマス混焼もCHP、高効率な混焼を想定している。2016年版では混焼の記載がなくなり、2020年以降は石炭火力の記載がない。IEAでは石炭火力は多様な技術を包含する形で評価している。稼働率については85%と50%の感度分析で対応しており、特に2015年は石炭バイオマス混焼、そして2020年版はアンモニア混焼にも言及がある。

表1-2 石炭火力の稼働率のまとめ

機関	レポート	コメント
US DOE EIA	Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014	Conventional coal, IGCC, IGCC with CCS : いずれも稼働率85%想定 Conventional coal, IGCC, IGCC with CCS : いずれも稼働率85%想定
	同上2015	Conventional coal, Advanced coal ^{*1} , Advanced coal with CCS : いずれも稼働率85%想定。levelized avoided costs of electricity (LACE)についてはIGCC with CCSも試算
	同上2016	Advanced coal with CCSのみ ^{*2} : 稼働率は85%
	同上2017	Coal 30%/90% with carbon sequestration ^{*3} : 稼働率は85%
	同上2018	同上
	同上2019	同上
	同上2020-2023	Ultra-supercritical coal ^{*4} : 稼働率85%
UK BEIS (2013年時点はDECC)	Electricity Generation Costs 2013	ASC (Advanced Super Critical) (燃焼後CCS付き) : 稼働率93%、IGCC (CCS付き) : 稼働率90%を採用。A-USCについてはアンモニア、酸素吹きCCS、IGCCについてはレトロフィットCCS等の派生技術も検討 石炭バイオマス混焼 : Co-firing standard CHP、Enhanced co-firingとして検討。稼働率は明示されていない
	Electricity Generation Costs 2016	A-USC (CCS付き) : 稼働率91%、IGCC (CCS付き) : 稼働率88%を採用。派生技術については同上
	Electricity Generation Costs 2020	石炭火力の評価はなし
	Electricity Generation Costs 2023	石炭火力の評価はなし
IEA	Projected Costs of Generating	石炭火力として評価、想定稼働率は

(OECD/NEA)	Electricity 2005 Update	85% (石炭、ガス、原子力で共通)
	Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition	石炭火力およびCCS付き石炭火力について評価CCGT、石炭、原子力は85%で共通を採用
	Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition	石炭火力として評価（あわせて石炭火力のCHPも評価）。CCGT、石炭、原子力は85%で共通を採用。ただし、感度分析として50%も考慮 石炭バイオマス混焼を評価 ^{*5} 、稼働率はオランダの例として80%の事例の記載がある
	Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition	石炭火力として評価（CCUS付き、石炭火力のCHPも評価）。CCGT、石炭、原子力は85%で共通を採用。ただし、感度分析として50%も考慮 発電用水素活用の動向として、石炭アンモニア混焼についても言及あり

出所:英国政府Energy generation cost projections, 米国DOE/EIA, Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 各年版、IEA・OECD/NEA, Projected Costs of Generating Electricity2020 Edition他より作成

- *1 Advanced coalはパラメータより効率の高い石炭火力と推察されるが、定義は明示されていない。
- *2 大気浄化法（CAA111b）により、従来の石炭発電所はCCSなしでは建設できなくなったことを考慮しCCSのみとしている。
- *3 CAA111bを踏まえて、石炭についてはCCSとして30%CO₂除去、同じく90%除去をモデル化。
- *4 2018年12月にEPAは部分的CCSが最良の排出削減技術とする2015年以前の調査結果を修正し、USC等の効率の良い石炭火力への置き換えを提案した。
- *5 既存の大型発電所のボイラーでのバイオマスと石炭の混焼は、バイオマスを電力に変換する最も費用対効果の高い手段のひとつであるとして混焼を評価。

1.2.3 社会的割引率

LCOEなどの発電コストの試算では将来に発生する費用を現在価値に換算している。これらの換算の事例として公共事業の事業性評価があり、ここでは将来に発生する費用を現在価値に換算するために社会的割引率を用いて評価を行っている。社会的割引率の値は対象となる技術、事業、また、経済状況などにより国によってそれぞれ異なる数値が用いられて

いる。³ 日本では2004年以降では当時の10年ものの国債の実質金利などを参考値として4%が適用されている。

諸外国での公共事業での社会的割引率の想定

建設経済研究所は2022年に発表したレポートにおいて諸外国の公共事業評価で用いられている社会的割引率の算出方法と水準を整理している。⁴

同レポートの報告などによれば、米国では公共事業の社会的割引率は主に社会的機会費用アプローチで算出されており、1992年からは7%が標準であった。2023年に約30年ぶりに見直され、OMB（アメリカ合衆国行政管理予算局）が定める実質割引率は3.1%に引き下げられた。これは低金利環境を反映した動きであり、各連邦機関もこれに準じた対応を進めている。欧州では1990年代に社会的割引率の引き下げが進み、2010年代にはドイツ（1.7%）、フランス（4.5%）やイタリア（5%）となっており、現在も2～5%程度の国が多く総じて低下傾向が見られる。

中国では8%前後の高い割引率が用いられており、この値の算出には時間選好率と資本利益率を加味した独自の加重平均アプローチが用いられている。インドでは12%前後という高水準が維持されている。他のアジアの新興国（パキスタンやフィリピンなど）も社会的機会費用アプローチを用いた試算を行い、インドと同様に高めの数値となっている。これは途上国特有のリスクプレミアムや資本コストの高さが反映されていると考えられる。他方で、アジア開発銀行（ADB）は2017年に社会的割引率の推奨値を6～9%に引き下げており、アジアの諸国もこれを参考に見直しが進められる可能性もある。

³ 国土交通省大臣官房技術調査課（2024）、公共事業調査室令和6年度第1回 公共事業評価手法研究委員会資料

⁴ 建設経済研究所（2022）、NO.74 建設経済レポート

表1-3 諸外国の公共事業評価における社会的割引の評価例

国名	社会的割引率	算定方法／理論的根拠
アメリカ	3.1%(2023年)	主に社会的機会費用アプローチで、民間投資の限界税引前収益率に近い割引率を採用
欧州連合	3%(2021年)	Ramsey式（社会的時間選好を用いる考え方）
ドイツ	1.7%(2016年)	Ramsey式（社会的時間選好を用いる考え方）
中国	8%	社会的時間選好と資本利益率の加重平均
インド	12%	社会的機会費用アプローチ
世界銀行	10-12%(1998年)	不明
アジア開発銀行	6-9%(2017年)	Ramsey式（社会的時間選好を用いる考え方）

出所：国土交通省 大臣官房技術調査課（2024）、公共事業調査室令和6年度第1回 公共事業評価手法研究委員会資料および建設経済研究所（2022）、NO.74 建設経済レポートより作成

注：社会的機会費用アプローチの考え方に関しては、建設経済研究所（2022）は資本の社会的機会費用（Social Opportunity Cost of Capital；SOCC）について、“貯蓄が一定であれば、公共事業で使用される資本は、民間事業で使用できるはずだった資本を転用しているので、公共事業を行う際には、公共事業で使用される資本が民間で使用される時と同等以上の便益をもたらす必要があると考えている。この考えから、市場利子率や民間事業の限界資本収益率を出発点に、温暖化や大気汚染などの社会全体の損失を補正し、社会的割引率を求めるアプローチである。”としている。

また、社会的時間選好率（Social Rate of Time Preference；SRTP）については、同レポートにおいて、“公共事業の資金源となる貯蓄は現在世代の消費を犠牲にして成り立っているので、社会全体の視点からみると、現在世代の消費の犠牲によって、将来世代の消費を増大させるという効果をもつと考えている。この考えから、現在世代と将来世代の間の消費の相対的望ましさについて、将来の消費に対する社会の評価を反映して、社会的な時間選好率を求め、それを社会的割引率とするアプローチである。”としている。

以上より、先進国では低金利と低成長の影響もあり、社会的割引率は実質2～5%の事例が多い。これに対し新興国や途上国では6～12%であるが、国際機関が想定する数値の見直し等もあり、将来的には引き下げの動きが進む可能性もある。

第2章 電源別発電コスト試算の実施

2.1 電源別発電コストの計算手順の概要

本節では特にLCOEの分析について、2021年9月に経済産業省資源エネルギー庁発電コスト検証ワーキンググループで取りまとめられた計算手法および同ワーキンググループがとりまとめている発電コストレビューシートを基に、2024年度発電コスト検証ワーキンググループでの議論を踏まえ計算ロジックを整理し発電コストの計算を行った。

発電コストレビューシートは、計算諸元の入力シート、各技術別の発電コスト分析シート、結果のまとめシートに分かれている。各シートを見ることで前提条件の入力、技術別の計算の概要、結果の比較が可能となっている。同シートで計算される発電コストはモデルプラント方式のLCOEであり、2021年の発電コストワーキンググループ報告書において下記のとおり定式化されている。

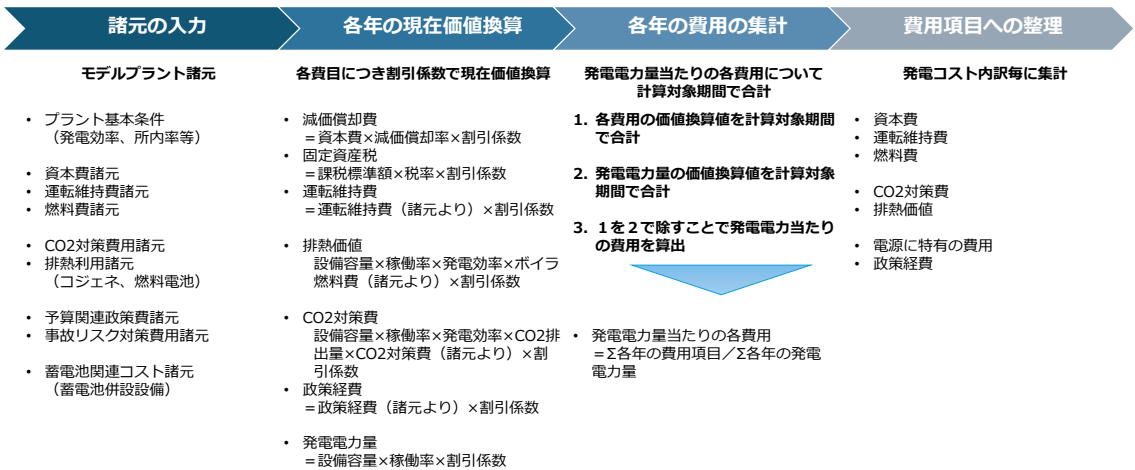
発電コスト（円／kWh）＝（資本費＋運転維持費＋燃料費＋社会的費用）／総発電電力量

(2-1)

資本費：建設費、固定資産税、設備廃棄費用等。運転維持費：人件費、修繕費、諸費等。燃料費：化石燃料の価格、核燃料サイクルの費用。社会的費用：CO₂対策費用、東京電力福島第一原子力発電所事故の賠償費用。政策経費（技術開発の予算、立地交付金など）等。総発電電力量：出力・稼働年数・設備利用率で算出

上の計算式を踏まえて、蓄電池等の新たな技術に関する発電コストの試算も想定したLCOEの計算ロジックとして下記のとおり整理する。（図2-1）

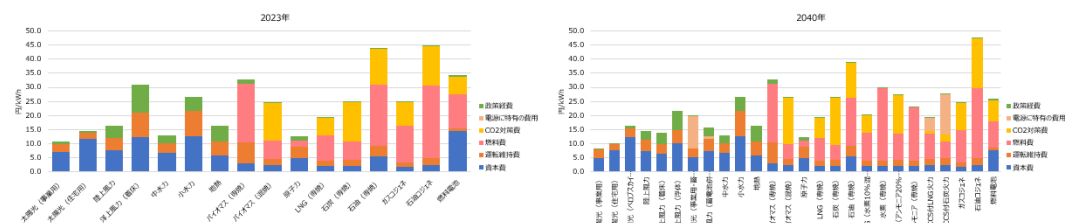
図2-1 発電コスト試算シートの計算の手順とロジックの概要



出所：資源エネルギー庁発電コスト検証ワーキンググループ、報告書、（2021年9月）を基に作成

上のロジックに基づいて2021年の発電コストレビューシートを基に2024年度発電コスト検証ワーキンググループでの議論を踏まえ発電コスト試算シートを作成し、試算を通じて動作確認を行った。

図2-2 発電コスト試算シートと試算結果

[illegible]

2.2 電源別発電コストの試算

発電コスト検証ワーキンググループでは発電コスト試算に関する諸元等の設定を議論している。⁵ 本節では同ワーキンググループの議論を踏まえ日本での各技術の発電費用（LCOE）を試算した。特に燃料価格、CO2価格については同ワーキンググループで整理している考え方を採用し計算を行った。

図2-3 2023年の各技術の発電費用

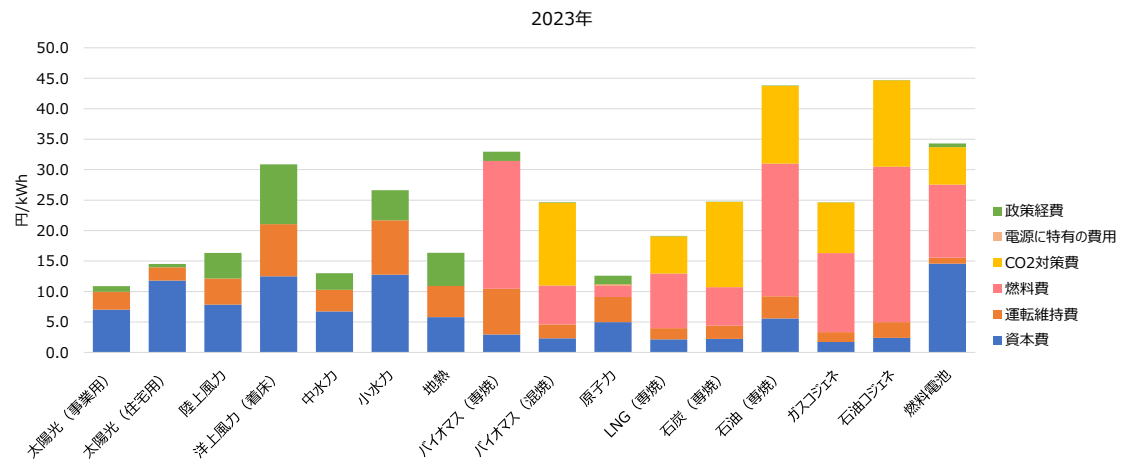


図2-4 2040年の各技術の発電費用 (燃料価格：STEPS、CO2価格：EU-STEPS)

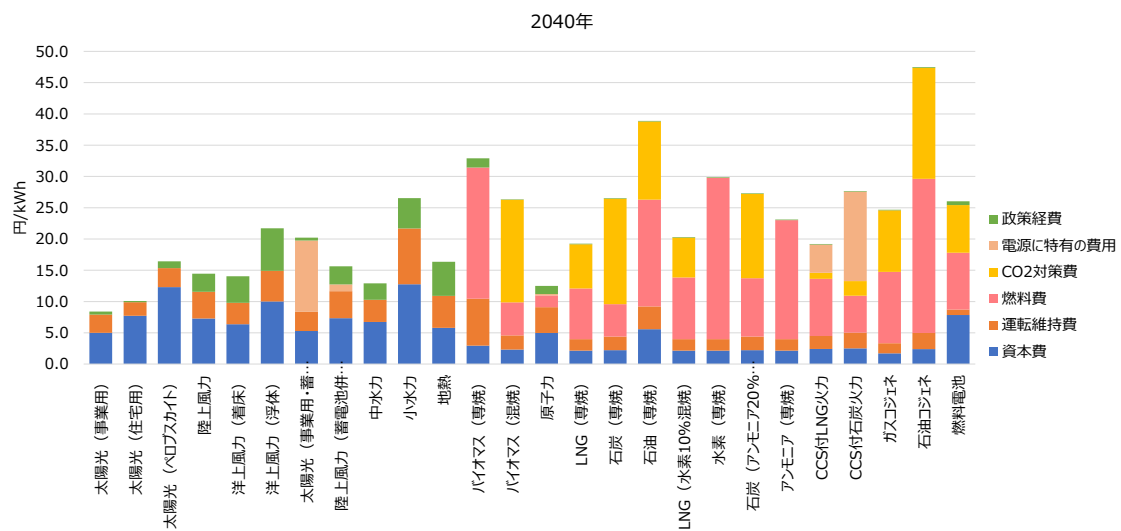
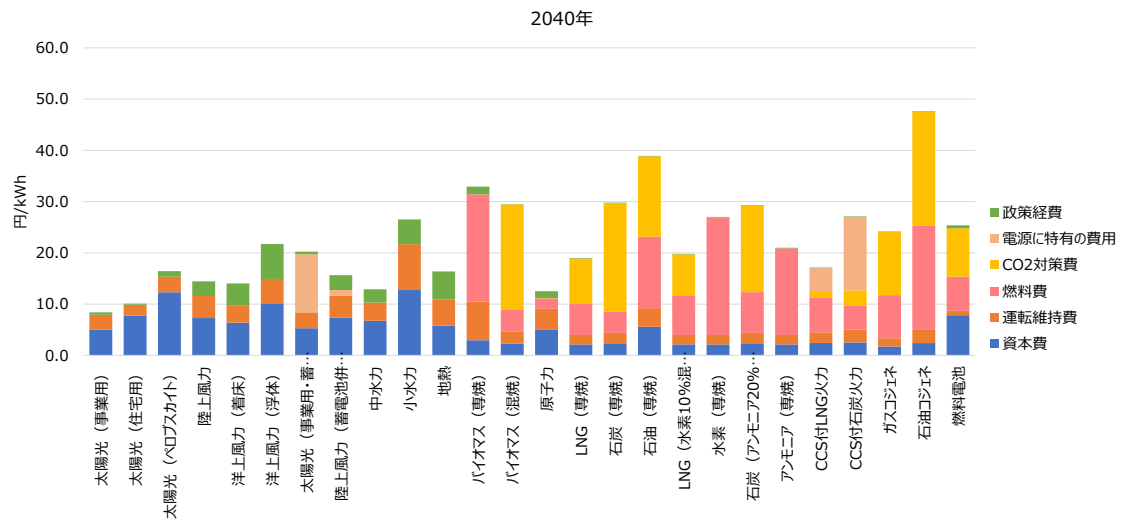


図2-5 2040年の各技術の発電費用（燃料価格：APS、CO2価格：EU-APS）



第3章 統合コストを考慮した発電コストの評価手法検討と 定量評価

変動性再生可能エネルギーの普及拡大にともなって、各技術単体の発電コストの評価（LCOE）に加えて、エネルギーシステム全体でのコストに関する評価を考慮した発電コスト評価の重要性が指摘されている。これらのコストを統合コストとして含んだ評価が進められている。

2021年の発電コスト検証ワーキンググループでは統合コストの一部を考慮する分析として①調整力を提供することに伴う設備の設備利用率の低下の影響、②蓄エネ設備のロス・出力抑制、さらに③当該電源の設備利用率の変化等の要素を検討したものを示しており、このほかに予測誤差に対する費用、デマンドリスポンスの効果、送電網に関する費用についても統合コストに含まれるとの指摘もある。本分析では2021年の発電コスト検証ワーキンググループの検討および、2024年発電コスト検証ワーキンググループの議論も踏まえ①～③の項目を考慮した分析を示す。

統合コストを評価するにあたり、システム全体での評価を行うために電力需給モデルを用いた分析を行う。このために、日本の電力システム分析について高い実績を有するJ-POWERビジネスサービス（以下、JPBS）と協力し、モデルを用いたシミュレーションを活用した統合コストの評価手法の検討と定量評価の事例を示す。

3.1 システム統合の一部を考慮した電源別コストの評価手法

システム統合にかかる費用を考慮した分析について、荻本、松尾（2021）⁵は電力システム全体での費用の影響を念頭に電源別限界コスト（LCOE*）として、“あるエネルギーミックスに対し各種の電源を一定量（限界的に）増加させたとき、電力システム全体で変化する費用をとらえ、これを当該電力を増加させた正味の発電電力量で除した費用を、当該電源の追加によって発生するコストと定義することができる。”としている。また、松尾は、LCOE*の計算方法について2024年の発電コスト検証ワーキンググループにおいて報告している。（図3-1）

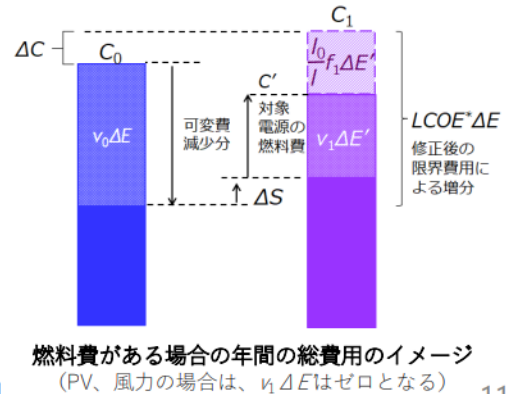
⁵ 東京大学生産技術研究所 荻本和彦、日本エネルギー経済研究所 松尾雄司（2021）、第8回 発電コスト検証ワーキンググループ、資料1システム統合を反映した限界費用の試算について（荻本委員提出資料）

図3-1 システム統合の一部を考慮した電源別コスト(LCOE*)の計算方法

- ・ エネルギーミックス内に微小電源を追加した場合の、追加前後の運用費用（下図 C_0 および C' ）と、追加電源による火力発電電力量の減少分（下図 ΔE ）を評価。
- ・ C に追加電源の資本費である $l_0/l f_1 \Delta E$ を加えた値が追加後の総費用 C_1 となるため、これを C_0 と比較してLCOE*を評価。
- ・ 下図より $C_1 - LCOE^* \Delta E = C_0 - v_0 \Delta E$ となり、両辺を ΔE で除して $LCOE^* = (C_1 - C_0)/\Delta E + v_0$ と計算される。
- ・ 電源追加時の火力発電減少量 ΔE は、一般的には追加電源の発電量 $\Delta E'$ よりも小さいことに注意（出力抑制や送電ロス・揚水損失に相当）。
- ・ v_0 の選択に任意性があり、LCOE*の絶対値は厳密には固定されない。

記号

C_0, C_1	: ベースの運用費用、電源追加後の総費用
C'	: 電源追加後の運用費用
$\Delta C (=C_1 - C_0)$	: 電源追加による総費用の変化
ΔS	: システム安定化のためのディスパッチ等費用
ΔE	: 追加電源の有効な発電電力量 (火力の発電電力量減少分)
$\Delta E'$	: 追加電源の本来の発電電力量
v_0	: ベースのエネルギーミックスにおける 限界運用費の単価
f_1, v_1	: 追加電源の固定費・可変費の単価
l	: モデル計算時の追加電源の設備利用率
l_0	: 均等化費用LCOE算出時の想定設備利用率
$LCOE, LCOE^*$	: 均等化費用と統合を反映した限界電源別費用

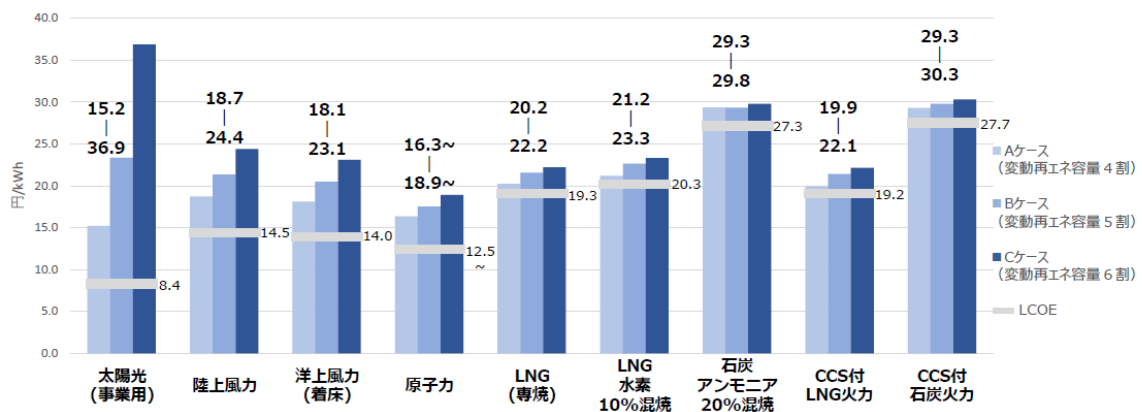


出所: 立命館アジア太平洋大学/日本エネルギー経済研究所 松尾雄司 (2024), 第1回 発電コスト検証ワーキンググループ, 資料5 電源別発電コスト評価について (松尾委員提出資料)

3.2 システム統合の一部を考慮した電源別コストの試算

荻本特任教授、松尾教授が有識者として参加している発電コスト検証ワーキンググループでは一定の条件のもとで、ある電源を電力システムに受け入れるための費用を含めた電源コストを評価することとされた。(図3-2) この計算にあたっては両教授の指導の下で日本エネルギー経済研究所の電源構成モデルの分析結果を活用し、J-POWERビジネスサービスが同社が有するMR（広域需給調整プログラム）を用いて分析に参画した。

図3-2 LCOE*の計算結果



上の試算結果では、特に変動再エネ容量6割のケースの太陽光（事業用）のLCOE*がLCOE（8.4円/kWh）に対して大きく上昇する結果となった。LCOEとLCOE*の差を生み出す要因として以下が考えられる。

- ①最大単価ではない火力発電の発電電力量の減少、系統安定化のための調整電源（火力等）の可変費の変化（燃料種・運転効率・起動停止等）
- ②需要を超えた分の発電量を揚水で蓄電・放電することによる充放電損失、再エネの出力抑制等による電力量損失の変化による可変費の変化
- ③追加した電源自身の設備利用率の変化によるモデルプラント方式（LCOE）の計算からの固定費の変化

この三つの要素の影響は電源の技術特性を反映しているため、LCOEとLCOE*の差における要素別の影響度は発電技術ごとに異なる。

具体的な分析結果への影響として、①の要素は変動再エネの導入や原子力のように一定出力運転の設備の増加によって、調整力を提供する火力発電の役割が増すために火力が効率的な運転が妨げられることでLCOE*を押し上げる要因となる。また、②の要素は太陽光、風力、原子力の増加がいずれも揚水・蓄電池の損失や再エネ出力抑制を引き起こすため、LCOE*を押し上げる。そして③の要素はLNG火力やCCS付石炭火力については、追加導入時に高い設備利用率を実現し、これらのLCOE*の下落に寄与するが、全体としては①・②の上昇要因の影響度合いよりも小さい傾向にある。

変動再エネの比率によってLCOEとLCOE*の差分の大きさは変わりうることが示唆されている。特に変動再エネの導入比率が大きくなると、需給を調整するための火力発電の非効率的な運用の拡大、出力抑制や電池のロスなど有効に利用される電力量の減少、そして、調整を求められる電源の効率的な運用と期待される運用とのギャップの拡大が発生し、結果としてLCOE*のLCOEからの上昇幅はより大きくなる。この傾向は、変動再エネが導入が大きいケースにおいてより顕著になる。これらの電源の大幅な拡大に向けてLCOE*の評価、検討を深めることでよりコスト効率的な電源の脱炭素化への貢献が期待される。

第4章 エネルギー・発電コストに関する新たな分析・評価手法の検討

4.1 電源別発電コスト試算の事例と手法の概要

経済産業省資源エネルギー庁は2021年に開催した発電コスト検証ワーキンググループにおいてLCOEに基づく試算を実施している。発電コスト検証ワーキンググループ（2021）⁶では、LCOEについて“日本で実際に建設された代表的な発電設備の資本費や運転維持費、燃料費といったデータの平均値等を用いて以下の計算式で総費用（分子）を算出し、これを総発電電力量（分母）で割ることで、1kWh当たりのコストを算出。（このコストは「LCOE」（均等化発電原価）と呼ばれる）”としている。このLCOEの計算方式ではモデルプラント方式を採用している。⁷

4.1.1 電源別発電コストの評価事例

LCOE以外にも多数のコスト試算手法が提示されており、松尾（2021）⁸は下記の手法を挙げ解説している。電力システム全体のコストや価値を考慮したさまざまな手法が存在する。LCOEに対してシステム全体での費用を考慮した統合費用とは、発電設備の中でも主に再生可能エネルギーの導入に伴うシステム全体への影響を考慮する指標として検討されることが多い。

⁶ 経済産業省資源エネルギー庁発電コスト検証ワーキンググループ(2021)、基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告

⁷ “火力、原子力、再エネといった発電技術間の比較を行うため、火力や原子力については直近に運開した4つの発電所のデータの平均値、再エネについてはFIT法に基づく発電事業者からの設備費などの定期報告の実績データの中央値を用い、典型的な発電設備を「モデルプラント」として仮想している。モデルプラントに基づく発電コスト試算は国際的に確立した手法であり、OECD、英国、米国でも用いられている。”（発電コスト検証ワーキンググループ報告書(2021)、

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/2024/data/01_07.pdf

⁸ 松尾（2021）、電源別発電コスト評価について－OECD/NEA, IEAによる評価報告書を中心に－

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/01/01_08.pdf

表4-1 統合費用に関する指標、試算例

指標	説明
Integration cost, System cost	電力部門の総費用からLCOE比例分を差し引いたもの。世界各地域を対象に多数の評価事例がある。
System Value	国際エネルギー機関 (IEA) による概念であり、電力市場における各電源の貢献度を評価する指標である。例えば、IEAの報告書「Next Generation Wind and Solar Power」(2016)において、再生可能エネルギーの価値を評価するための方法として提唱されている。
Levelized Avoided Cost of Electricity (LACE)	米国エネルギー省 (DOE) およびエネルギー情報局 (EIA) が提案した指標であり、Annual Energy Outlook などでも用いられている。LCOEが発電コストを示すのに対し、LACEは当該電源の導入によって電力システムにおいて代替されるコストを考慮することで、特定の技術が経済的にどの程度有利であるかを示す。
Enhanced Levelized Cost / Wider System Impact	従来のLCOEに加えて、電源別の限界費用を考慮することが特徴である。これにより、単純なコスト比較ではなく、電力市場への影響を反映した評価が可能となる。
System LCOE (Hirth et al., 2016)	電源ごとの限界費用を考慮した指標であり、特に再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力市場の影響を評価する際に有効とされる。具体的には、各電源の価値単価と需要の価値単価の差をLCOEに加算することで、電力システム全体への影響をより正確に反映する。
Marginal System LCOE (Ueckerdt et al., 2013; Reichenberg et al., 2018)	電源別の限界費用を考慮する指標であり、特定の技術間での比較分析に用いられる。特に、2種類の技術系統間に適用される手法であり、相対的な経済性を評価する際に使用される。
相対限界 System LCOE / 平均 System LCOE (Matsuo and Komiyama, 2021)	電源ごとの限界費用と平均費用を考慮し、電源の統合性や市場での価値を評価する指標。

出所：松尾（2021）、電源別発電コスト評価について－OECD/NEA, IEAによる評価報告書を中心に－
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/01/01_08.pdf より作成

4.1.2 蓄電設備のコスト評価手法

LCOEならびに統合コストを考慮した発電コストの試算では新たな技術に対する計算指標、計算手法の検討が課題となっている。近年では出力が変動する再生可能エネルギーを効

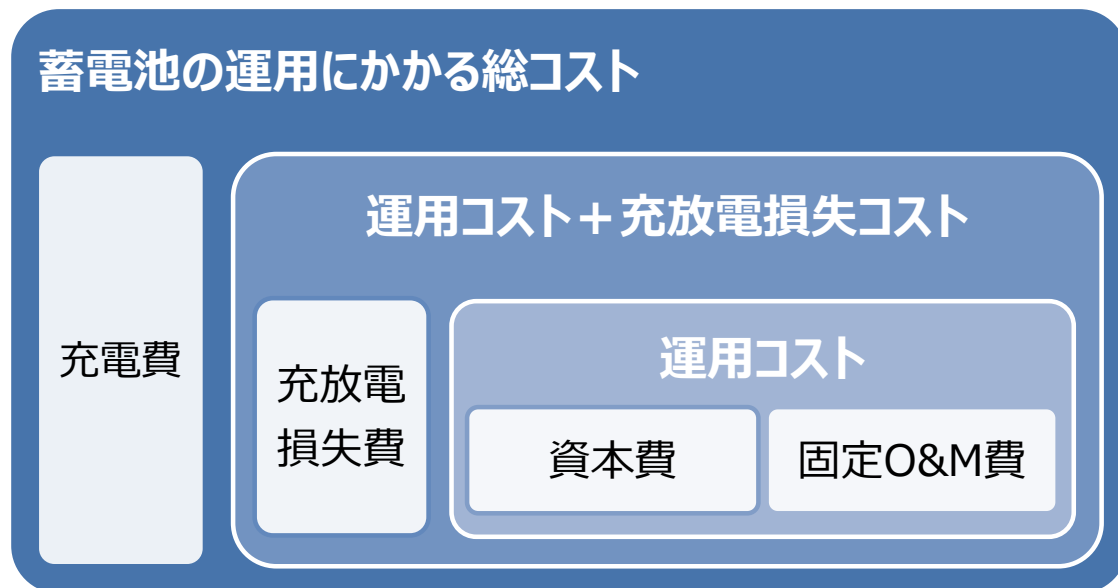
率的にエネルギーシステムの中で活用するためにエネルギー貯蔵設備の重要性が高まっている。蓄電設備は新たに電力を発生させる技術ではないものの、コスト構造の類似性からLCOEの評価手法を応用し、LCOSとして計算手法が提示されている。

4.1.2.1蓄エネルギー設備に関するコスト評価

蓄エネルギー技術は変動性再生可能エネルギーの導入拡大において重要であり、LCOSという評価指標での検討が進んでいる。IEAのLCOSの計算事例ではLCOSは運用費(充電費用およびO&M費用を含む)と資本費(投資資本に対する必要な収益率を含む)から成る蓄電設備の運用寿命における費用をカバーするために必要な放電中の平均電力価格としている。また、EIAのLCOSの計算事例ではLCOSは蓄電池の建設と運用にかかる費用を回収するために必要な単位放電量当たりの平均収益として評価している。

特にIEAはLCOSで考慮すべき費用について三つの指標(蓄電池の運用にかかる総コスト、運用コスト+充放電損失コスト、運用コスト)を提示している。EIAの試算ではIEAの指標の中で“蓄電池の運用にかかる総コスト”に該当する項目をLCOSとして整理している。このように蓄電池を用いた事業に要する費用について、どこまでを蓄電池のLCOSとして計上するかがポイントになる。

図4-1 蓄電池のコスト検証事例 (LCOS)



出所: IEA(2020), Projected Costs of Generating Electricityを参考に作成

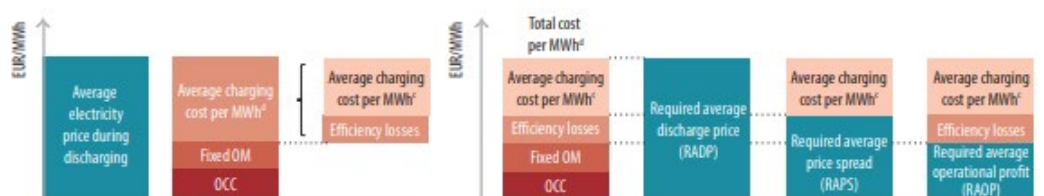
4.1.2.2蓄電池のコスト評価の事例

LCOE、LCOSともに想定される財務的な寿命と稼働のサイクルにおいて、それぞれ発電所と蓄電池の建設と運用にかかる費用を回収するために必要な発電量または放電量について

て単位当たりの平均収益として評価される。具体的にはLCOSは、運用費(充電費用、炭素費用およびO&M費用を含む)と資本費(投資資本に対する必要な収益率を含む)からなる蓄電設備のライフタイムの費用をカバーするために必要な放電中の平均電力価格となる。

特にIEA、EIAのLCOSの試算はLCOE との1対1での対応で検討される。例えば、LCOEの計算において火力発電で想定される燃料費がLCOSでの評価では蓄電池の充電のための費用(つまり、蓄電池が充電する際に購入する電力の価格)に該当する。また、LCOEで火力発電を評価する際には発電された発電電力量が費用に対する分母となるように、LCOSでは蓄電池を用いて放電され市場で販売される電力量が蓄電池の費用に対する分母となる。このようにLCOEの計算において検討されている各項目との対応でLCOSの費用及び発電電力をとらえることができる。

図4-2 蓄電池コストの計算事例 (IEAの計算事例)



出所：IEA・OECD/NEA(2020), Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition

(1)蓄電池のコスト評価の課題

IEAやEIAでは蓄電池事業にかかるコストの積み上げからLCOSを評価している。また、蓄電池併設型再エネについては、LCOE評価の中で蓄電池併設によるメリットとして隣接した再エネから充電することで系統からの充電よりも充放電ロスが低減する等のメリットが考慮できる可能性がある。

しかし、後述する通り蓄電池併設型であっても蓄電池が有するメリットについてLCOEでの評価では、蓄電池単体の評価の場合と同様に蓄電池が提供しうる容量価値や柔軟性等の価値を十分に評価できていない。このため、IEAは蓄電池についてコストだけではなく蓄電池が提供する需要家へのメリット、システムへの貢献を評価するためにLCOEの先の評価としてVALCOEを用いて評価することを提唱している。

4.1.2.3蓄電池の価値に着目したコスト評価事例

近年は系統側に設置される蓄電池に加えて、発電設備に併設される蓄電池の導入も拡大している。これらの蓄電池のコスト評価にあたっては併設される発電設備と一体となったコスト評価の必要性が指摘されており、そのための評価手法について検討が進められている。

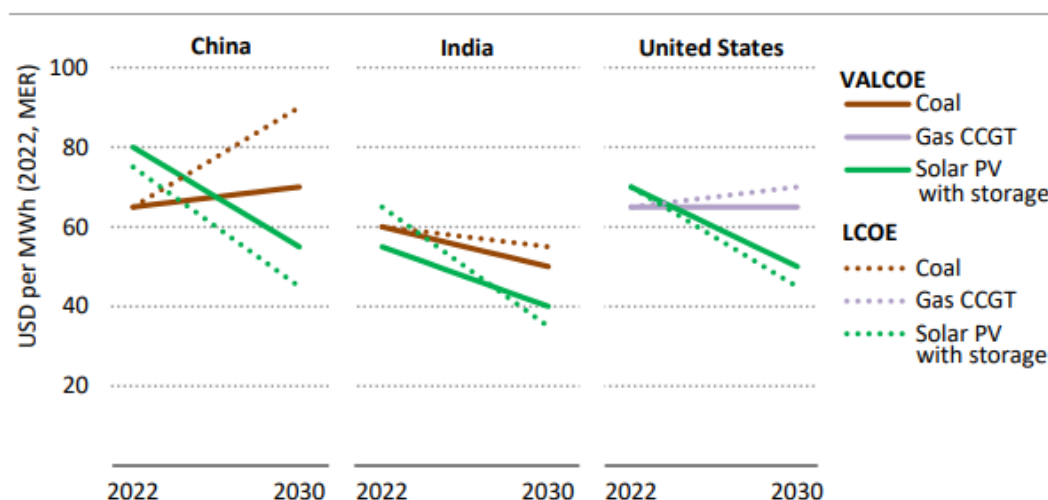
(1)IEA の評価

IEAはコスト評価の報告書において蓄電池併設型のコスト評価について次のとおり整理している。PVに蓄電池を設置する場合は充放電のロスによりPVとしての総発電出力が低下する、よってPVと蓄電池を組み合わせた場合の LCOE は太陽光発電のみの場合よりも発電量に対する費用は大きくなる。他方で電力システムのニーズに合わせて出力を調整できるため、最も価値のあるときに電力を供給できる。さらに周波数制御などのアンシラリーサービスを提供することができるため、火力など他のディスパッチ可能な電源の容量を代替することができる。

これらのコストと価値の両面を考慮すると蓄電池併設型の設備のLCOEは、併設しない設備に比べて単純な費用の比較では高くなるが、提供する価値を考慮することで蓄電池を併設することがより良い選択になりえる。この点を踏まえて、IEAは2024年の蓄電池に関するレポート⁹において化石燃料発電と競合する電源としてPV+蓄電池のコストをLCOEとVALCOEについて比較している。

図4-3 蓄電池併設型再エネ発電のコスト評価の事例（IEA）

Figure 2.24 ▸ LCOE and value-adjusted LCOE for solar PV plus battery storage, coal and natural gas in selected regions in the STEPS, 2022-2030



出所：IEA(2024), Batteries and Secure Energy Transitions

(2)EIA の評価

米国EIAでは、2023年の報告書においてSolar hybrid システムとして4時間の充電が可能な蓄電池とPVのセットについて評価している。報告書ではLCOEベースでは純粋なコスト増として評価している。Valueを考慮したLACE¹⁰の分析では、米国においては現時点では

⁹ IEA(2024), Batteries and Secure Energy Transitions, <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>

¹⁰ LACEは運転期間中に発電事業者が挙げられる収益も評価する指標

Solar hybridのValueはCostを下回るとしている。

$$LACE = \frac{\sum_{t=1}^Y (marginal\ generation\ price_t * dispatched\ hours_t) + (cap\ payment * cap\ credit)}{annual\ expected\ generation\ hours}$$

図4-4 蓄電池等のコスト評価の事例（米国DOE/EIA）

	Capacity factor (percent)	Levelized capital cost	Levelized fixed O&M ^b	Levelized variable cost	Levelized transmission cost	Total system LCOE or LCOS	Levelized tax credit ^c	Total LCOE or LCOS including tax credit
Dispatchable technologies								
Ultra-supercritical coal	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB
Combined cycle	87%	\$8.56	\$1.68	\$25.80	\$1.01	\$37.05	NA	\$37.05
Advanced nuclear	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB
Geothermal	90%	\$21.80	\$15.20	\$1.21	\$1.40	\$39.61	-\$2.18	\$37.43
Biomass	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB
Resource-constrained technologies								
Wind, onshore	43%	\$27.45	\$7.44	\$0.00	\$2.91	\$37.80	NA	\$37.80
Wind, offshore	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB
Solar, standalone ^d	29%	\$26.35	\$6.34	\$0.00	\$3.41	\$36.09	-\$2.64	\$33.46
Solar, hybrid ^{d,e}	26%	\$39.12	\$15.00	\$0.00	\$4.51	\$58.62	-\$3.91	\$54.71
Hydroelectric ^e	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB
	Average unweighted LCOE ^a or LCOS ^a with tax credits (2021 dollars per megawatthour)		Average unweighted LACE ^a (2021 dollars per megawatthour)		Average value-cost ratio ^b		Minimum ^c	Maximum ^c
Dispatchable technologies								
Combined cycle	\$36.81		\$35.48		0.97		0.84	1.06
Resource-constrained technologies								
Wind, onshore	\$29.03		\$30.95		1.12		0.69	1.70
Solar, standalone ^d	\$29.16		\$30.65		1.06		0.91	1.28
Solar, hybrid ^{d,e}	\$43.43		\$41.28		0.95		0.66	1.06
Capacity resource technologies								
Combustion turbine	\$107.42		\$90.11		0.84		0.57	1.04
Battery storage	\$131.98		\$89.82		0.68		0.43	0.95

出所：EIA(2022), Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022

(3)NREL の評価

米国再生可能エネルギー研究所（NREL）はElectricity Annual Technology Baseline (ATB) Data¹¹においてPV＋蓄電池のコストも評価している。

NRELのLCOEの評価例ではいずれも \$/MWh単位で下記の結果となっている。つまり単純なコスト評価ではPV単体に比べて蓄電池併設型のLCOEは高いものとなっている。

- Solar – Utility PV class 1 Moderate (2022) : \$39, PV + Storage class 1 Moderate (2022) : \$78

¹¹ NREL, Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Data Download, <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/data>

- Solar – Utility PV class 1 Moderate (2030) : \$30, PV + Storage class 1 Moderate (2030) : \$60

4.1.2.4 LCOEの評価手法での蓄電池コストの検証について

蓄電池単体のコスト評価について、LCOEに対応する評価手法がLCOSとして整理されている。LCOEを蓄電池に適応する際でのLCOEでの燃料費に相当する充電費用は市場での調達を想定するために、電力システムの構成や市場設計に影響を受ける。しかし、時間変動する市場価格について、より正確に動的な評価を行うには不確実性がある。また、PVと蓄電池の組み合わせでのLCOE評価は蓄電池そのもののコストに加えて、充放電ロスがあるためにPV単体よりもコストとしては高い値になる。(IEA, 2020、EIA, 2023)

IEA(2020)が指摘する通り、蓄電池を活用することでPV単体では難しいシステムのニーズに合わせた動的な出力調整が可能であり、最も価値のあるときにエネルギーを供給できる。さらに、蓄電池は周波数制御などのグリッドへの補助サービスを提供し、他の種類のディスパッチ可能な容量の必要性をなくすることができる。この点を踏まえて、IEAはLCOEを越えた指標としてWEO2018においてVALCOEを新しい指標として開発しており、同様にEIAは2013年からLACEを指標として示している。

蓄電池のコストや便益をより正確に評価するためにはIEAが提唱するVALCOEや発電コスト検証ワーキンググループで報告されているLCOE*など、蓄電池がシステムの中でどのような役割を果たすかを考慮し、単体のLCOE(LCOS)では評価できない価値を評価することがポイントとなる。

4.2 発電コスト分析に関する有識者ヒアリング

こうした検討にあたり、最新の動向に関する専門的な知見および発電コスト検証ワーキンググループでの議論について同ワーキンググループに参加された有識者にヒアリングを行った。

二次利用未承諾リスト

頁	図表番号	タイトル
2	図1-1	IEA・OECD/NEA(2020)によるVALCOE試算例
3	図1-2	EIA(2023)による電源別のLACE試算例
4	図1-3	BEIS(2020)によるEnhance levelized costs試算例
16	図3-1	システム統合の一部を考慮した電源別コスト(LCOE*)の計算方法
21	図4-2	蓄電池コストの計算事例 (IEAの計算事例)
22	図4-3	蓄電池併設型再エネ発電のコスト評価の事例 (IEA)
23	図4-4	蓄電池等のコスト評価の事例 (米国DOE/EIA)