

各電源を電力システムに受け入れるコスト （統合コスト）

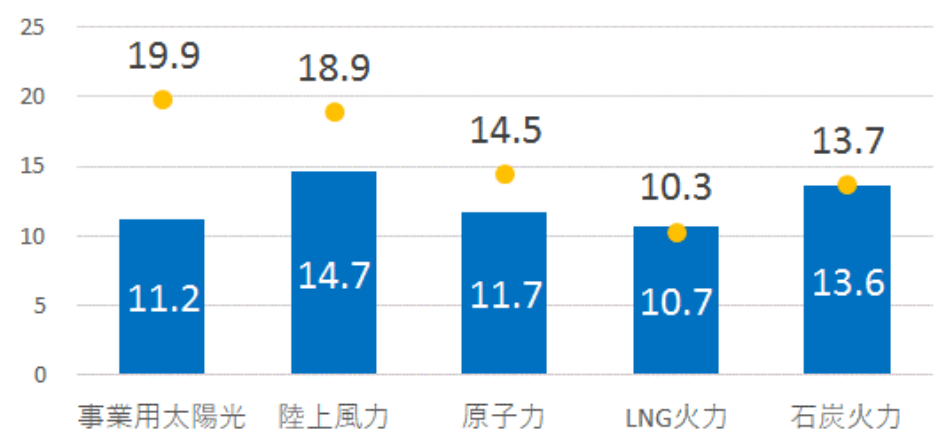
令和6年11月29日
資源エネルギー庁

1. 前回（2021年）検証の振り返り

2. 今回の検証の進め方（案）

前回（2021年）検証の振り返り（統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称））

- 2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるコストを計算し、便宜的に、追加した電源で割り戻してkWh当たりのコスト（統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称））を算出した。
- どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論していくことが重要とされた。



青 棒：発電コスト（モデルプラント方式のコスト）
黄色ドット：統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）

（出典）2021.9 発電コストWG報告書より

（参考）前回（2021年）発電コスト検証WGにおける主な議論（統合コスト関係）

- 再エネが増加する中、電源立地や系統制約を考慮したモデル分析・試算の検討を進めたことがWGとして重要であり、今回の分析の目玉。委員が提出した試算であるため参考扱いたが、概要資料含め、報告書に掲載すべき。
- 系統増強費用や蓄電池、EV/DR等の需要側の対策等、計算や考慮されていない要素がある。今回の試算には何が入っていないか、明らかにされていることが重要。
- EV/DR等の需要側の対策等、議論したものの、データの不十分や不確実故に検証に含まないこととしたものは、蓋然性が上がった段階で検証に組み込むことを検討いただきたい。次回はより研究が進んでいることを期待する。

【参考（2021WG検証結果）】各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト） 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算

出典：2021.9 発電コストWG報告書

※2021年検証の際に初めて試算（コストWG委員による分析）。

- 2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加的に生じるコストを分析。
- これを追加した電源の有効な発電量で割り戻し、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」として整理。

電源別の 発電コスト

統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）※1

- ・資本費
- ・運転維持費
- ・燃料費
- ・社会的費用（CO2対策費）
- ・政策経費

今回検証に含まない

・土地造成費

今後、適地の減少に伴い、山地や森林等を造成する際のコストの増加分

電源を電力システム に受け入れる コスト （統合コスト）

今回の試算にあたって考慮した要素

- ① 他の調整電源（火力等）の設備利用率の低下等による発電効率の低下
- 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減少分や、再エネの出力抑制
- ③ 追加した電源自身の設備利用率の変化

・電力需給の予測誤差を埋める費用

需要量の予測誤差
太陽光・風力の発電量の予測誤差

・発電設備容量の維持にかかる費用※2

・デマンドレスポンスの効果※3

・基幹送電網につなぐ費用

電源が基幹送電網から離れている場合

・基幹送電網の整備費用

※1 「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」は、これまでのWGにおいて「統合コスト」と呼んでいたものを、正確を期する観点から呼び変えたもの。

※2 発電設備容量の維持にかかる費用は、設備を廃棄すればコストが低減するが必要があり維持すれば上昇するという両面があり得る。なお今回の委員有志による分析では、発電設備は廃棄しない前提で分析を行った。

※3 デマンドレスポンスについては、導入にあたっての効果を評価するには精査と実績が必要であるため、今回の検証対象には含まない整理とした。

【参考（2021WG検証結果）】各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト） （参考）統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の前提条件など

出典：2021.9 発電コストWG報告書

● 天候・時間帯による太陽光・風力の発電量変動等を吸収する際は、原則、LNG→石炭→揚水→太陽光・風力の順に出力調整。

- 2030年エネルギーミックスには、調整力を持たない太陽光が大量に存在（電力システム全体で使える調整電源が少ない状態）
- 少ない調整電源で大きな調整力を発揮するには、「費用の安い電源」よりも、LNG火力などの「瞬発力が高い電源」を多用することになる。LNG火力は燃料費が高い。さらにLNG火力を定格で動かせず、発電効率が低下。結果、電力システム全体のコストは上昇。

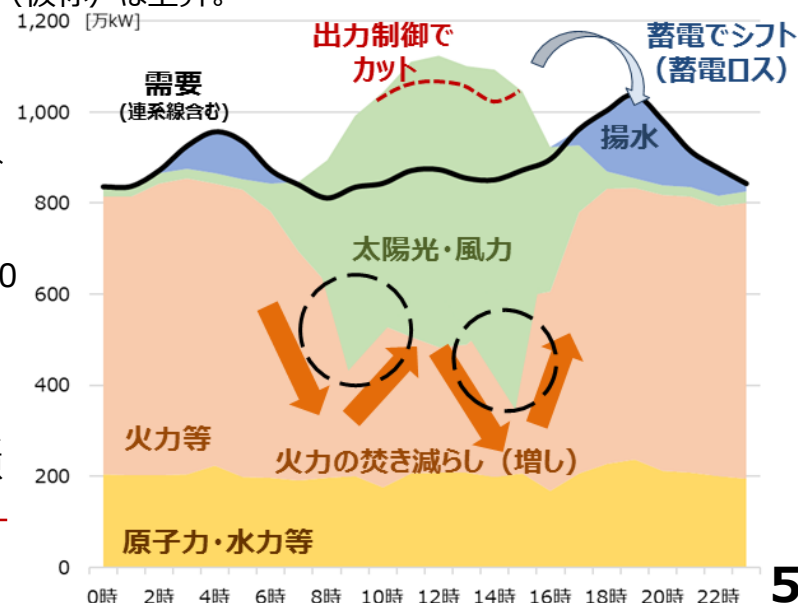
● 上記を前提に、各電源を微少追加した際の主な動きと、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」への影響は以下の通り

- **太陽光** → 天候や時間による発電量の変動が増幅され、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を伸び縮みさせて調整する局面が増える。また、お昼に発電が偏るため、需要以上の発電をする時間帯が増え、出力抑制が増加。結果、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。
- **風力** → 太陽光と同様変動することで、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇（夜も発電でき、導入量も太陽光より低いいため増加幅は小さい）
- **LNG火力** → 電力システムの調整力が上昇し、太陽光や風力の変動をLNGで調整できる幅が拡大。結果、瞬発力は低いが費用が安い石炭の出力調整や起動停止が減り、燃料費を節約。一方、LNGは調整力として使われる局面が増え、発電効率が低下。結果、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は下降。
- **石炭火力** → 2030年の新設は高効率を想定しているため、他の効率の悪い石炭を停止させる断面が増え、高効率の追加分は高い設備利用率で動かすこととなる。一方、調整力が高くない石炭の追加で、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を大きく伸び縮みさせて調整する局面が増える。これらを合わせると、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。
- **原子力** → 需要等の変動に対して発電量を調整せず、一定の出力を続ける前提で動かす。その分、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を大きく伸び縮みさせて調整する局面が増える。これらを合わせると、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。

● 各電源の設備利用率、燃料費など、試算の前提を変えれば、結果は変わる。

● 統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の試算方法について

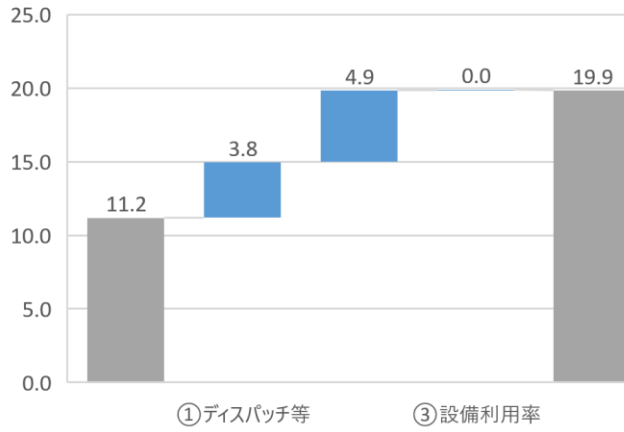
- 天候や時間帯で発電量に幅が生じる太陽光・風力の大量導入に伴い、電源別の発電コストだけでなく、各電源が電力システム全体に与える影響も分析する必要があるという考え方が、世界各国で広がってきている。
- 例えば、OECD、米国、英国では、「各電源が電力システム全体に与える影響」について2020年に試算されており、政策にも活用されている。
- 分析手法や結果の示し方は、電源別発電コストほど国際的に確立しておらず、研究途中。こうした中、今回は、他国の示し方も参考にしつつ、委員有志が試算を行った。
- 具体的には、2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加的に生じるコストを算出し、便宜的に、これを追加した電源の有効な発電量で割り戻した「統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称)」として試算。
- どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。このコストをどう抑制するか、誰が負担するかを議論していくことが大事。



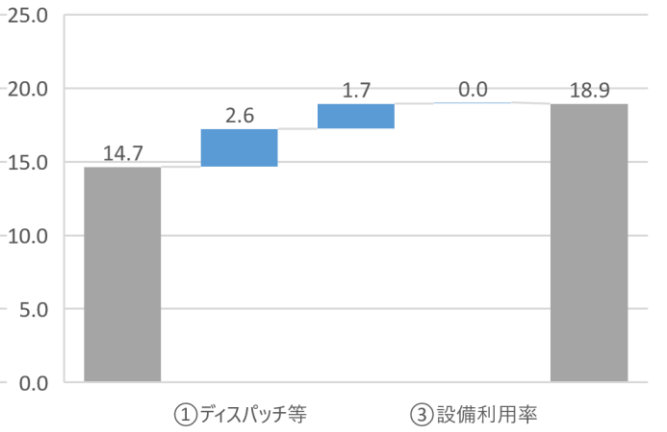
**【参考（2021WG検証結果）】各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）
（参考）統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の変化要素**

出典：2021.9 発電コストWG報告書

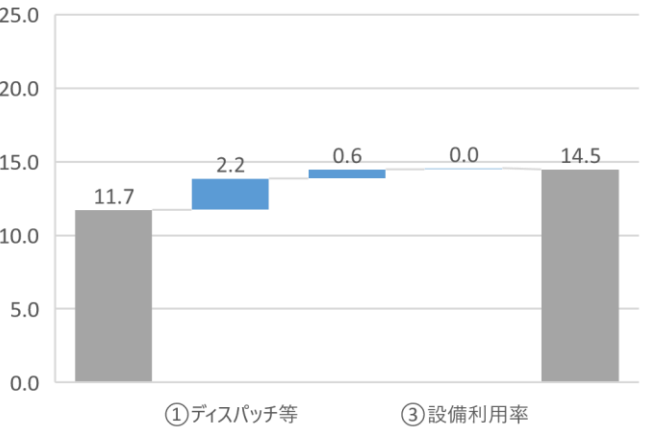
統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の
変化要素（事業用太陽光）



統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の
変化要素（陸上風力）



統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の
変化要素（原子力）

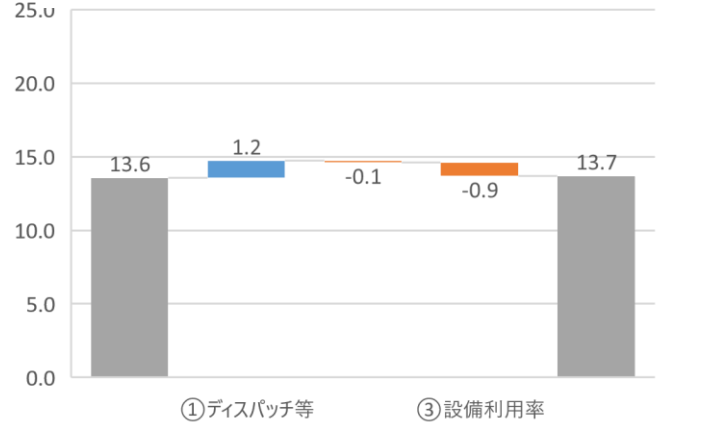


均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した
発電コスト（仮称）

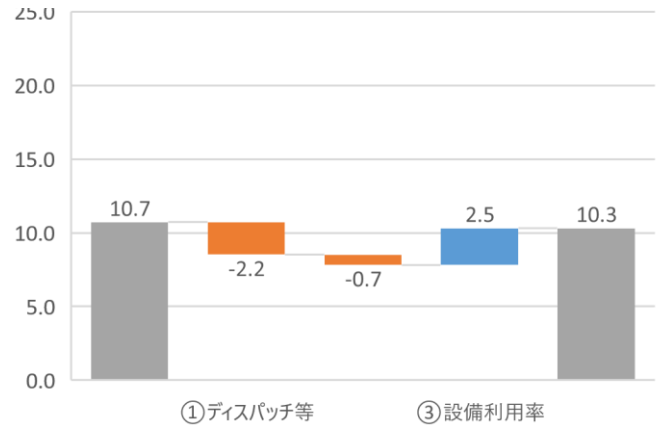
均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した
発電コスト（仮称）

均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した
発電コスト（仮称）

統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の
変化要素（石炭）



統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の
変化要素（LNG）

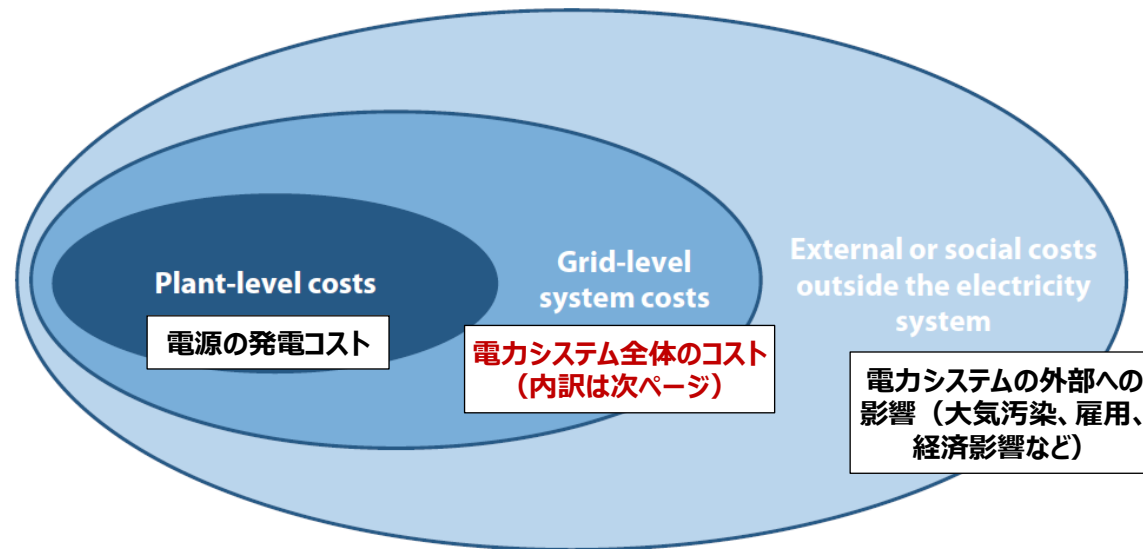


均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した
発電コスト（仮称）

均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した
発電コスト（仮称）

（参考）OECDにおける電力コストの議論①

- 発電総コスト（Full cost of Electricity Provision）は以下の3カテゴリーに分類される。
 - （1）発電所のコスト（例：LCOE）
 - （2）電力システム全体のコスト（例：再エネ導入に伴う系統安定化費用）
 - （3）外部費用（例：大気汚染、事故、国土利用の変化や資源の目減り、雇用・経済・イノベーション・エネルギー安全保障への影響等に伴う費用）
- 今回の分析対象は、上記（2）電力システム全体のコスト（Grid-level system cost）の一部。これは、変動再エネの大量導入に伴い注目されている比較的新しいコストの概念。

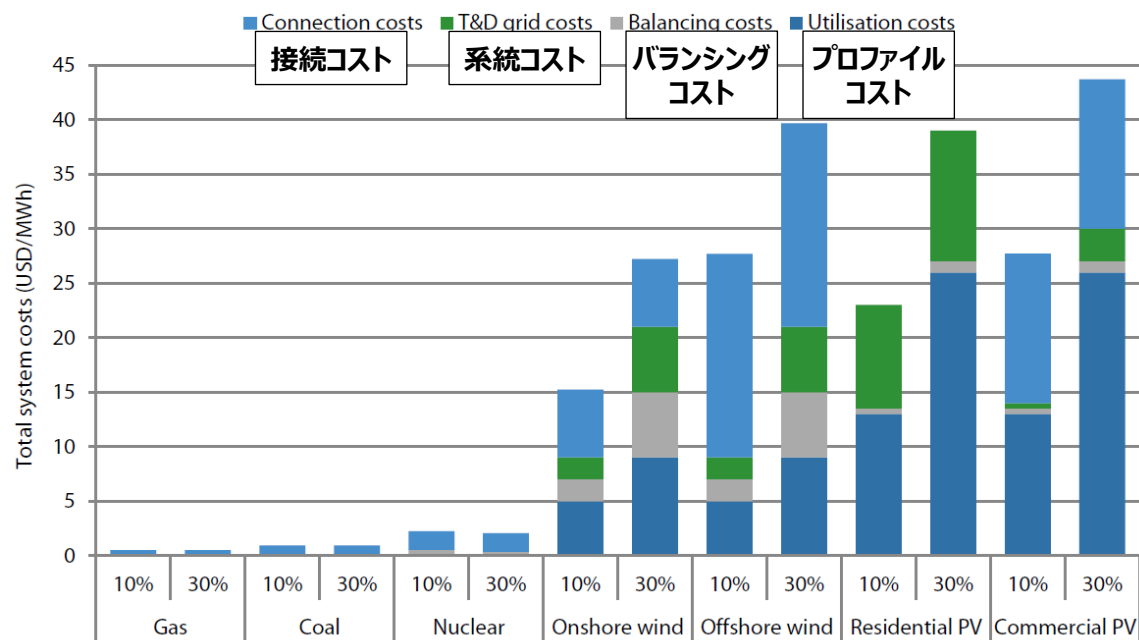


Source: NEA, 2012b.

Source: OECD (2018) The Full Cost of Electricity Provision

（参考）OECDにおける電力コストの議論②

- （2）電力システム全体のコストは、さらに以下の3カテゴリーに分類できる。
 - ① プロファイルコスト：変動再エネ発電量が上下することに伴う、既存火力等の運用変更と発電効率低下に伴うコスト
 - ② バランシングコスト：変動再エネ発電量が予測不可能なことに伴う、既存火力等の発電量の調整や予備力の確保に伴うコスト
 - ③ 系統・接続コスト：変動再エネ適地と需要地がずれることに伴う基幹系統整備費用や基幹送電網につなぐコスト
- 今回の分析対象は、上記①と、②の一部。



注1：上記は特定国の分析ではなく、既存の論文等の平均値を集計したもの。

注2：原子力は出力調整可能（ディスパッチャブル）という設定。

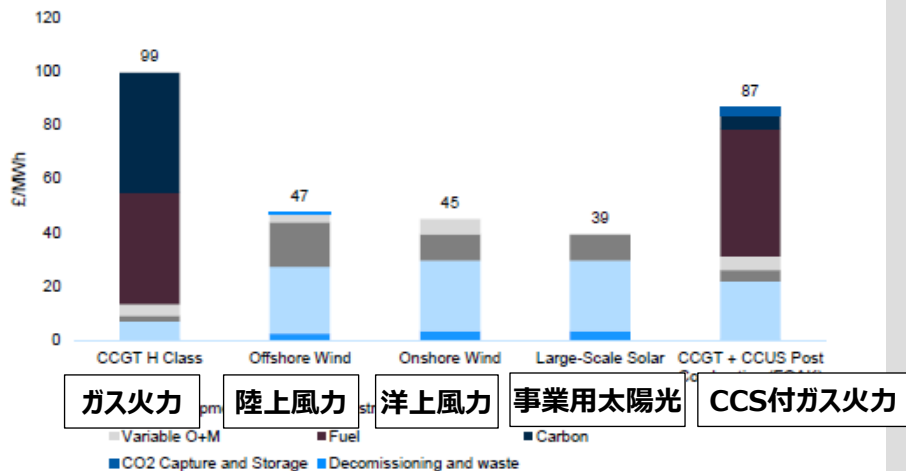
（参考）世界における検討①（英国）

- 太陽光・風力の大量導入に伴って、電源別の発電コスト分析だけでなく、各電源が電力システム全体に与える影響も分析しないと、コストの全体像を捉えられないという考え方が、世界各国で広がってきている。
- 例えば、OECD、米国、英国などで試算が行われており、政策にも活用されている。
- LCOEに比べ、分析や表現手法が国際的に確立しておらず、各国が試行錯誤で取り組んでいる。

- 英国（ビジネス・エネルギー・産業戦略省）では、モデルプラント方式を採用してkWhあたりの発電コスト（LCOE）を試算。
- 最新（2020年）の報告書（5年に1度、コストを試算するもの）で、電力システム全体への負荷を考慮したLCOEを初めて試算。

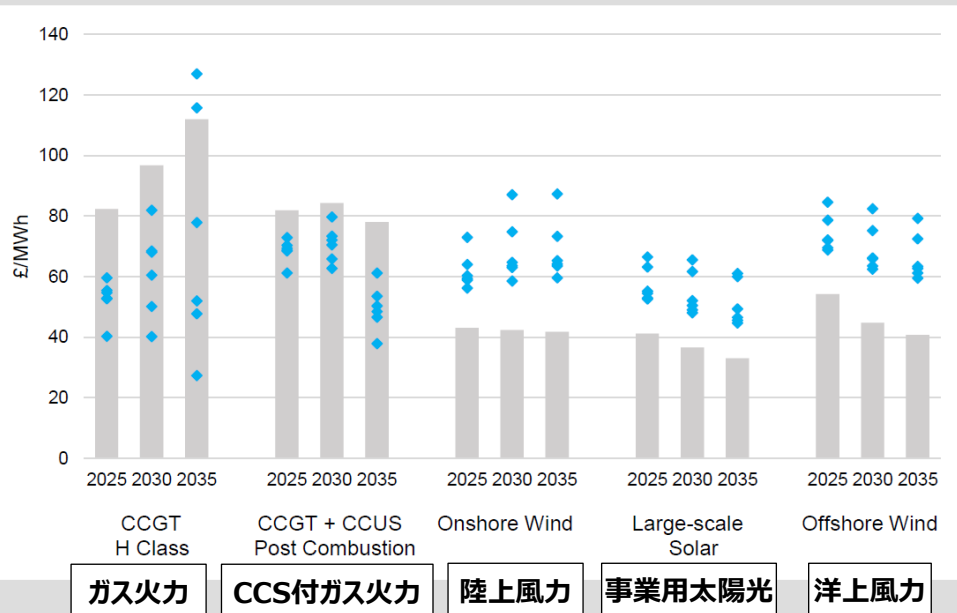
電源別の発電コスト（LCOE）

Chart 4.5: Levelised Cost Estimates for Projects Commissioning in 2030, €/MWh, in real 2018 prices



電力システム全体への負荷を考慮したLCOE

- 灰色の棒グラフが、LCOE
- 青色のドットが、電力システム全体への負荷を考慮したLCOE（複数のシナリオを想定しているため、複数の点が表示されている）



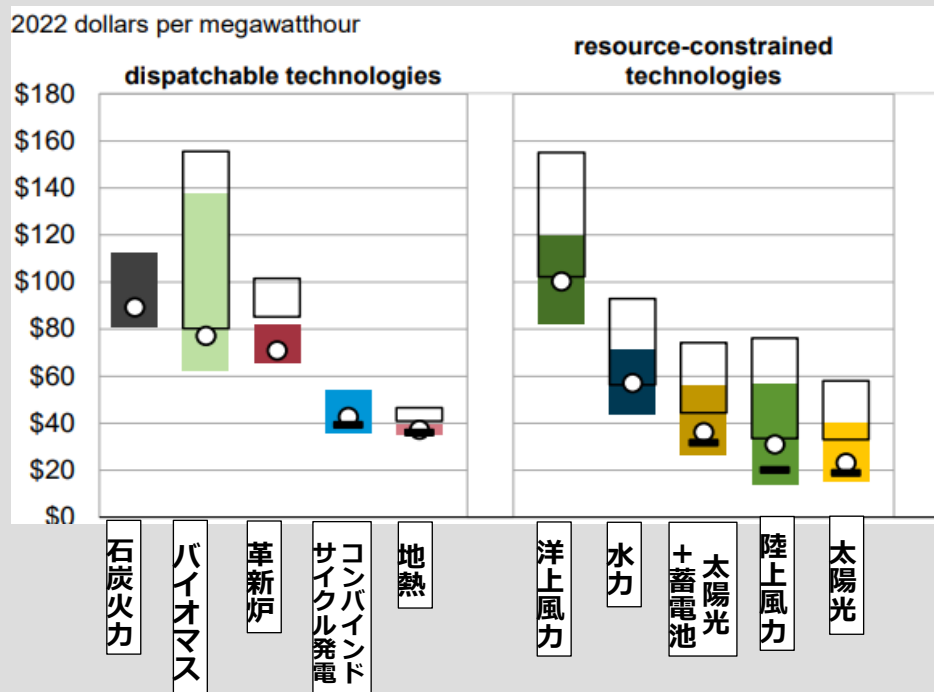
各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト） （参考）世界における検討②（米国）

- 米国（エネルギー省・エネルギー情報局）は、発電コストを評価するための指標として、LCOEに加え、電力システムへの影響を考慮した回避費用（LACE：Levelized Avoided Cost of Energy）を試算している（2023年）。

※LACEは、新しい電源を導入した際の電力システム全体の費用削減効果の大きさを「価値」として示したもので、ある電源のLACEがLCOEより大きいことは、電力システム全体におけるその電源の「経済的価値」がより大きいことを意味するとされる。

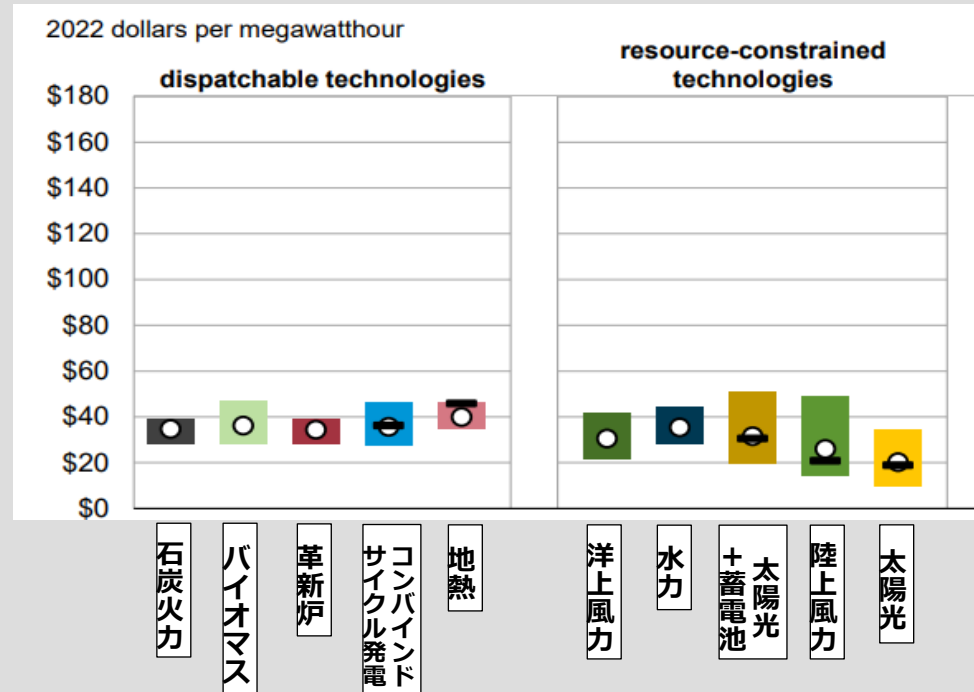
電源別の発電コスト（LCOE）

- カラーバーが、LCOE
- 黒枠で囲まれているのが税控除価格、○は平均値、-は加重平均値



電力システムへの影響を考慮した回避費用（LACE）

- カラーバーが、電力システム全体への影響を考慮したLACE
- ○は平均値、-は加重平均値



各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

（参考） OECDにおける電力コストの議論と前回（2021年）の整理の比較①

前回（2021年）の発電コスト検証WGを踏まえ、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」の位置づけを事務局において整理したものを。

2021年発電コスト検証WGの整理

統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称） 試算にあたって考慮した要素

- ① 他の調整電源（火力等）の設備利用率の低下や発電効率の低下
- 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減少分や、再エネの出力抑制
- ③ 追加した電源自身の設備利用率の変化

OECDの整理

プロフィールコスト

balancing cost

system & connection cost

external cost

注：変動再エネの発電量が完全に予測可能でも、プロフィールコストは発生する

各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

（参考） OECDにおける電力コストの議論と前回（2021年）の整理の比較②

OECDの概念整理を基に、前回（2021年）の発電コスト検証WGが含むものを赤枠で囲った。

ただし、発電コスト検証WGで考慮している政策経費はOECDの概念整理には含まれていないことに留意

直接の経済的な影響

1. 発電所のコスト (Plant-level costs)

2. 電力システム全体のコスト (Grid-level System costs)

（1）プロフィールコスト

- 変動再エネが増加すると、再エネ発電量が不確実なため、システム全体としてより多くの発電設備容量が必要になる
- 短期的には電源構成が変化しないため、調整電源の利用率が低下する
- 長期的には、投資の予見可能性が損なわれ、発電設備投資が進みにくくなるため、資本費の高いベースロード電源が減る
- 資本費が低く可変費が大きいピーク電源が増えるため、価格変動幅は非常に大きくなり、電力価格が高くなる

（2）バランシングコスト

（3）系統・接続コスト

間接の経済的な影響

3. 電力システムの外部費用/社会的費用（External / Social costs outside the electricity system）

（1）環境や健康への影響

①気候変動

- Social Cost of Carbonや限界削減費用の紹介等

②大気汚染

- 発電種別のSOx、NOx等による死者数・健康被害数分析等

③事故

- 発電種別の主要な事故による死者数分析等

④土地・資源の目減り

- 資源の目減り状況や土地利用変化に伴う影響の分析等

（2）社会的費用/間接の経済的影響

①エネルギー安全保障

- エネルギー安定供給の定量評価の紹介等

②雇用への影響

- 原子力が最も労働集約的かつ知識集約的との分析紹介等

③技術革新・成長への 正の波及効果

- エネ産業が産み出す雇用・所得、国民・産業界に安価・安定な電力を提供する価値、エネ技術の社会全体への波及効果等

1. 前回（2021年）検証の振り返り

2. 今回の検証の進め方（案）

今回の検証の進め方①（案）（検証の位置づけ・進め方）

【検証の位置づけ・進め方（案）】

- 各電源の発電コスト等の試算は、「エネルギー基本計画」の見直しを総合資源エネルギー調査会基本政策分科会や関係の審議会にて進める中で、各電源のコスト面での特徴や構造を明らかにし、どの電源に政策の力点を置き、どうバランスを取るかなど、エネルギー基本計画の検討の参考材料を示すために行うものである。
- 「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」についても、自然変動電源の比率が増えていくと、電力システム全体を安定させるための系統安定化の重要性が増すことを踏まえ、前回（2021年）検証の際の委員試算結果を踏まえつつ、その後の研究成果も踏まえながら、ワーキンググループとして検討を進めることとしている。
- この際、前回（2021年）検証と分析手法の継続性を確保するとともに、その後の研究の進展を適切に反映する観点、また、電力システムを受け入れるためのコストの分析手法は、モデルプラント方式（LCOE）とは異なり国際的に確立していないことを踏まえ、ワーキンググループとしては、今後、以下のとおり、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」の検証を進めることとしてはどうか。
 - 本日、検証の大枠を議論いただくとともに、委員から最新の研究成果を発表いただく。
 - 本日の議論を踏まえ、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」を委員に試算いただき、次回以降のワーキンググループにおいて、試算結果を委員から発表いただき、皆様に議論いただく。
 - 検証結果は、前回（2021年）と同様、ワーキンググループの報告書に掲載した上で、エネルギー基本計画の検討の参考材料として、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」の検証結果を含め、基本政策分科会に報告する。

今回の検証の進め方②（案）（検証の前提となる電力システムの考え方）

【検証の前提となる電力システムの考え方（案）】

- 「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」は、ある電力システムの状態が達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、他の電源（天然ガス火力等）による調整によって生じる追加的コストなど、電力システム全体に追加で生じる社会的費用の一部を検証するものである。（ある電力システムの状態を達成するために必要な基幹送電網の追加整備費用は含まず、また、電源を追加した場合に、その電源を電力システムに受け入れるために基幹送電網を追加整備する対応も想定されうるが、そうしたコストは含まない。）
- 前回（2021年）検証では、基本政策分科会において提示された2030年エネルギーミックスの素案を前提に、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」を算出した。今回、前述のとおり、エネルギー基本計画の検討の参考材料として、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」の検証結果を含め、基本政策分科会に報告するためには、エネルギーミックスは2040年度を対象としていることも踏まえ、2040年度エネルギーミックスの素案を待つことなく、2040年度の電力システムの状態を何らかの便宜上設定した上で、検証を進める必要がある。
- このため、今回の検証においては、その前提として、基本政策分科会における議論も参考にしつつ、2040年に想定される日本の電力システムを、委員が試算に際して便宜上設定してはどうか。設定に当たっては、下記の点について、考慮してはどうか。
 - ✓ 前回（2021年）検証と同様、電源立地や系統制約を考慮した分析を行ってはどうか。具体的には、前回（2021年）同様、一般送配電事業者の供給区域に応じてエリアに区分した上で、エリアごとに①電力需要、②各電源の設備容量、③地域間連系線容量、を設定してはどうか。
 - ✓ 検証結果は、電力システムにおける変動再エネ（太陽光＋風力）の比率により大きく変わると想定されることから、変動再エネの設備容量変化の影響を把握するため、複数ケースを設定し検証を実施してはどうか。2040年度エネルギーミックスは今後具体的に検討されていくこととなるため、今回の検証では仮置きで、変動再エネの割合（設備容量ベース）が4割・5割・6割のケースを設定してはどうか。

今回の検証の進め方③（案）（追加的に生じるコストとして考慮する要素）

【各電源を電力システムに受け入れる際に追加的に生じるコストとして考慮する要素（案）】

- 前回（2021年）検証においては、各電源を電力システムに受け入れる際に追加的に生じるコストとして、以下①～③を考慮した。①～③は、今回も引き続き考慮することとしてはどうか。
 - ① 調整電源（火力等）の設備利用率の低下等による発電効率の低下
 - 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減少分や、再エネの出力制御
 - ③ 追加した電源自身の設備利用率の変化
- 加えて、前回（2021年）の検証には含まれていない要素のうち、2040年時点において各電源を電力システムに受け入れるための手法として一定程度社会実装することが想定されるものについては、一定程度考慮した上で、検証してはどうか。具体的には、(a)系統用蓄電池等の導入や給湯器等によるダイヤモンドリスパンスの効果、(b)電力需給の予測誤差を埋めるための調整力の提供、について、今回の検証において新たに一定程度考慮することとしてはどうか。

今回の検証の進め方④（案）（試算の対象電源）

【試算の対象電源（案）】

- 前回（2021年）検証においては、事業用太陽光、陸上風力、原子力、LNG火力、石炭火力について、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」を検証した。
- 今回の検証では、今回のワーキンググループにおいてモデルプラント方式の2040年の発電コストの検証を行った電源のうち、基本政策分科会における議論も踏まえ、2040年に一定程度活用されていることが想定される電源として、事業用太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、原子力、LNG火力、脱炭素火力（CCS付火力等）について、検証してはどうか。

※ペロブスカイト太陽電池及び浮体式洋上風力は、同様に2040年に一定程度活用されることが想定されるため、今回初めてモデルプラント方式の将来の発電コストを検証するものの、いずれも現時点では技術が開発途上で、技術や発電に係る費用の予見性が必ずしも高くないことから、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」については、今回は検証対象とはしないこととしてはどうか。

- また、再エネの普及拡大に伴って生じる出力制御の抑制に向け、再エネ設備に蓄電池を併設させる事例も出てきているところ、「蓄電池と自然変動電源を併設したプラント」についても、今回新たに、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」を検証してはどうか。

その際、あるプラントの「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」を検証するに当たっては、諸元として、個別電源のモデルプラント方式の検証結果（LCOE）が必要となるところ、蓄電池と自然変動電源を併設したプラントのLCOEの諸元については、次ページのとおり整理してはどうか。

【蓄電池併設再エネ設備】モデルプラントの考え方

【「蓄電池併設再エネ設備」のモデルプラント（案）】

- 補助事業や民間調査において確認された実績等を基に、今回の発電コスト検証においてモデルプラントとしている**事業用太陽光・陸上風力**に、**蓄電池を併設**することとしてはどうか。**併設蓄電池の容量（設備規模）**は、国内における「蓄電池併設再エネ設備」の現在の実績をもとに、設定してはどうか。
- なお、データを参照した蓄電池併設再エネ設備の所有者にヒアリングしたところ、**事業用太陽光への併設はその供給シフトによる追加的な便益の確保が、陸上風力への併設は送配電事業者の変動緩和要件への対応が主目的であり、再エネ設備の規模（設備容量）に対する蓄電池の容量（設備規模）の比率の考え方に差異があるため、両者の発電コストは単純比較できない点に留意が必要。**

蓄電池併設太陽光（事業用）：太陽光発電 **250kW** / 併設蓄電池 **750kWh**(*1)

蓄電池併設陸上風力：風力発電 **30,000kW** / 併設蓄電池 **19,200kWh**(*2)

※「**併設蓄電池の容量（設備規模）**」は、**満充電状態から放電可能な総電力量**を指す。

※**併設蓄電池の稼働年数は再エネ設備に合わせて設計される傾向があることから、併設蓄電池の耐用年数は、再エネのモデルプラントと同一**（事業用太陽光：25年・30年、陸上風力：20年・25年）とした上で、稼働期間における蓄電池の充放電容量の劣化を考慮することとしてはどうか。

※洋上風力は、「蓄電池併設再エネ設備」としての実績が今後一定程度積み上がった際に、必要に応じて、そのLCOEを検証することが一案。

【「蓄電池併設再エネ設備」の発電コスト（LCOE）の計算方法（案）】

- IEA/OECD（OECD, “Projected Costs of Generating Electricity”, (2020)）が示す蓄電池併設再エネの発電コスト（LCOE）の考え方に倣い、「**総費用**」は**再エネと併設蓄電池の費用の合計額**とし、「**総発電電力量**」は**蓄電池の充放電口入を考慮した値**として、「蓄電池併設再エネ設備」の2040年の発電コスト（LCOE）を検証してはどうか。

※足下（2023年）の発電コストについては、「蓄電池併設再エネ設備」の案件が足下で多くないことを踏まえ、今回は検証しないこととしてはどうか。

- 再エネ関連費用の諸元（総費用・総発電電力量）は、**今回の発電コスト検証において検証いただいた事業用太陽光・陸上風力と同一**とし、蓄電池関連費用の諸元（総費用）は、**実績等を踏まえて次項のとおり設定**してはどうか。

$$\text{LCOE(円/kWh)} = \frac{\text{再エネ総費用(資本費+運転維持費+社会的費用)} + \text{蓄電池総費用(資本費+運転維持費+社会的費用+系統充電費用)}}{\text{再エネ総発電電力量(kWh)} - \text{蓄電池の充放電口入量(kWh)}}$$

※併設蓄電池は系統から充電することも可能であるが、FIP制度において併設蓄電池への系統充電が解禁されたのは2024年度であり、実績が積み上がっていないことを踏まえ、**併設する再エネ設備からの充電のみを考慮**することとし、「**系統充電費用**」は**ゼロ**としてはどうか。

※その前提のもと、「**総発電電力量**」は、1日1回、再エネ発電量の一部を蓄電池に満充電し蓄電池から系統に全てを放電した上で、残りの再エネ発電量は直接系統に供給することを想定した上で、事業者ヒアリング等を踏まえた一般的な**蓄電池の特性として、蓄電池の充放電ロス率（10%）・蓄電池の充放電深度（蓄電池の容量（設備規模）に対する放電量の比率、90%）・蓄電池の充放電容量の劣化（1%/年）**などを加味して算出してはどうか。

(*1)支援事業（需要家主導型太陽光発電・再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業（令和5年度補正））の計画値における、太陽光発電の設備規模(kW)と併設蓄電池の容量（設備規模）(kWh)の比率を基に設定

(*2)富士経済「エネルギー・大型二次電池・材料の将来展望 - ESS・定置用蓄電池分野編 -」2024年版等に記載の実績における、陸上風力発電の設備規模(kW)と併設蓄電池の容量（設備規模）(kWh)の比率を基に設定

【蓄電池併設再エネ設備】モデルプラントの諸元

【併設蓄電池の資本費のうち建設費（案）】

- **併設蓄電池の建設費は、蓄電池の容量（設備規模）（満充電状態から放電可能な総電力量、kWh）に応じて定まる**ところ、支援実績等を参照(*1)すると、モデルプラントの規模の併設蓄電池の現在の建設費単価は、事業用太陽光に併設する蓄電池は9.5万円/kWh、陸上風力に併設する蓄電池は6.0万円/kWhとなる。

※蓄電池側PCSの出力(kW)と蓄電池の出力時間(h)の組み合わせは電池種毎の特徴や案件毎の特性などにより様々考えられるが、蓄電池のコストは概ね「併設蓄電池の容量（設備規模）」(kWh)に応じて定まっている。

- 今後、蓄電池の建設費単価は国内においても低減することが見込まれるところ、その低減見込みについては、**IEAによる蓄電池の建設費単価の低減見通しと同等程度に、2040年にかけて40%程度低減すると想定**し、事業用太陽光に併設する蓄電池は**5.7万円/kWh**、陸上風力に併設する蓄電池は**3.6万円/kWh**としてはどうか。

※IEA（“Batteries and Secure Energy Transitions”（2024））によると、STEPSシナリオを想定した場合、電池技術・製造面の向上による電池部分のコストの低減、標準化によってもたらされる周辺コストの低減により、**2時間容量の蓄電池の世界平均の建設費は、足元から2040年にかけて40%程度低減**すると見込まれている。国内においても、蓄電池メーカー等への事業者ヒアリングによると、IEAと同様程度に蓄電池の建設費が低減すると見込んでいる社が多い。

【蓄電池費用のその他の諸元（案）】

- その他諸元については、実績等を踏まえ、下表のとおり太陽光（事業用）と陸上風力共通で設定してはどうか。

<その他の蓄電池費用に関する諸元>

項目	値	参照データの考え方
資本費	廃棄費用	建設費の5%
		OECD「Projected Costs of Generating Electricity 2020」における各国から特段の廃棄費用データがない場合の試算方法を参照
運転維持費	人件費、修繕費、諸費、業務分担費	0.21万円/kWh/年
		併設蓄電池支援事業等(*2)の実績値を参照。

(*1) 事業用太陽光への併設蓄電池の現在の建設費単価は、蓄電池の容量（設備規模）の際に参照した支援事業と同一の事業を参照してはどうか。また、陸上風力への併設蓄電池の現在の建設費単価は、蓄電池の容量（設備規模）の際に参照した前述の富士経済のレポートにはデータが存在しないが、蓄電池の建設費は用途が異なる場合でも「蓄電池の容量（設備規模）」によりおおむね同一であることを踏まえ、陸上風力への併設蓄電池と同等規模の蓄電池を導入支援している補助事業（系統用蓄電池等導入・配電網合理化等再生可能エネルギー導入加速化事業費補助金（令和3年度補正））の実績値を参照してはどうか。

(*2) 併設蓄電池の運転維持費の実績データが得られている補助事業（需要家主導型太陽光発電・再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業（令和4年度補正））の実績値を参照してはどうか。