

システム統合の一部を考慮した電源別コスト の試算

2024年12月16日

東京大学生産技術研究所 荻本和彦

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

検討の目的

- **均等化費用（LCOE）**により算出される電源コストは、電源ごとの固有の費用に基づいて、資本費や燃料費といった電源のコスト構造の比較に使用することができる。LCOEは、理解しやすい反面、それによる表現には限界がある。
- 具体的には、各電源から生産される電力が、需要に対してどのように有効に使われるかは、電力システムの構成や地理的・時間的な需要の構造に依拠するが、LCOEはそういった電力需給の変化に伴うコストを考慮することができない。
- また、現実的に、すでに電力システムは存在しており、今後の電源構成を検討していくにあたって、ゼロからの設備形成を想定するわけではないため、ある電源を導入した際に、電力システム全体として追加的にかかるコストも評価していく必要がある。

本検討で取扱う、

- **システム統合の一部を考慮した電源別コスト（LCOE*）**では、ある電力システムの構成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。
- 本検討では、電力需給解析を用いてLCOE*を計算する。すなわち、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。
- この評価によって、例えば、現状の電力システムの構成に、さらに太陽光を追加した場合に発生する、火力の起動停止や揚水損失などのコスト、さらには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施策を反映した、電源別のコスト比較を行うことができる。

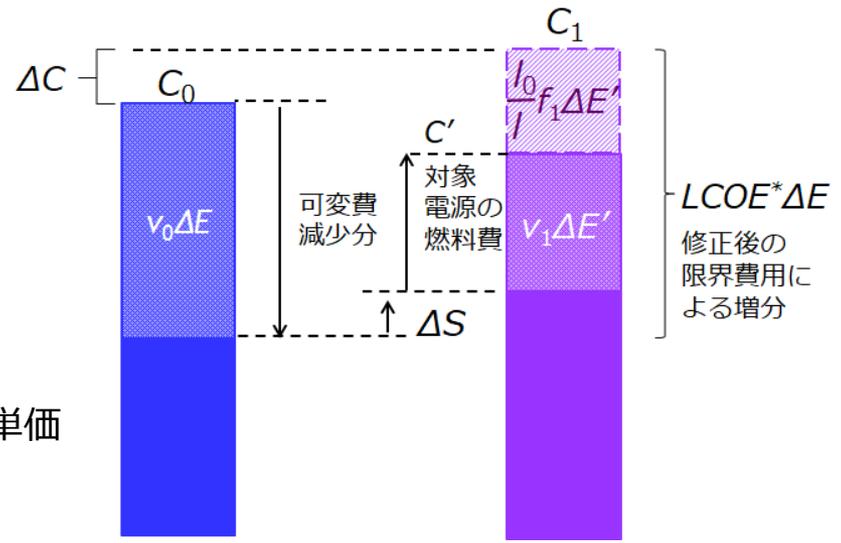
システム統合の一部を考慮した電源別コスト(LCOE*)の計算方法

出典：2024.11 第4回発電コスト検証WG資料4

- 電力需給解析モデルでは、ある年の電力システムの構成における発電設備は既設分・計画分のみと想定し、電源追加前の資本費分は考慮せず、以下を計算する。
 - 追加前後の運用費用（下図 C_0 および C' ）
 - 追加電源による火力発電電力量の減少分（下図 ΔE ）
- C' に追加電源の資本費である $l_0/l f_1 \Delta E'$ を加え C_1 を算出する。
- 下図によるLCOE*の定義から、 $C_1 - LCOE^* \Delta E = C_0 - v_0 \Delta E$
- 追加電源の修正された限界費用LCOE*は両辺を ΔE で除して $(C_1 - C_0) / \Delta E + v_0$ で与えられる。

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 : ベースの電力システム構成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 : 均等化費用
- LCOE* : システム統合の一部を考慮した電源別コスト



燃料費がある場合の年間の総費用のイメージ
(PV、風力の場合は、 $v_1 \Delta E'$ はゼロとなる)

電源別限界コスト(LCOE*)の要素分解

出典：2021.8 第8回発電コスト検証WG資料1に一部加筆

$LCOE = f_1 + v_1$ に対し、

$LCOE^* = (C_1 - C_0) / \Delta E + v_0$ は ΔS の導入により以下のように分解される。

$LCOE^* \cdot \Delta E = \Delta S + v_1 \Delta E' + I_0 / I \times f_1 \Delta E'$ (下図参照) より、

$$LCOE^* = \Delta S / \Delta E + \Delta E' / \Delta E (v_1 + I_0 / I \times f_1)$$

$$= LCOE + \textcircled{1}(\text{ディスパッチ等}) + \textcircled{2}(\text{発電電力量}) + \textcircled{3}(\text{設備利用率})$$

① $\Delta S / \Delta E$

ディスパッチ (燃料種※・運転点・起動停止など) による費用の変化
 ※最大単価の電源を基準としたこと及び調整力の差による燃料種、効率、起動費などのディスパッチの変化によるシステム全体の可変費の変化

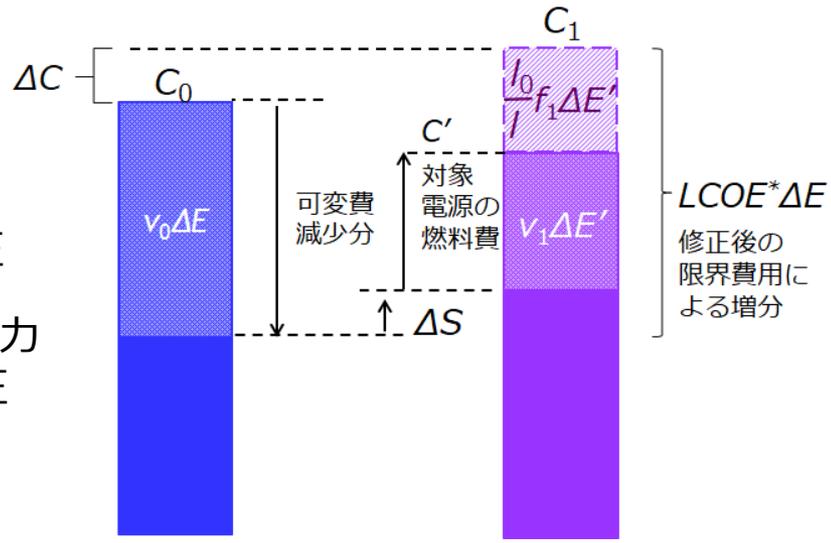
② $(v_1 + I_0 / I \times f_1)(\Delta E' / \Delta E - 1)$

均等化費用(LCOE)算定時とモデル計算時の設備利用率の差異により固定費分を補正したLCOE
 $(v_1 + I_0 / I \times f_1)$ に対する有効な発電電力量率による補正

揚水発電の損失や連系線などの損失、PVや風力の出力抑制により ΔE が減少すると、LCOEが増加方向に補正される。

③ $f_1(I_0 / I - 1)$

②の補正に用いた設備利用率の差異による均等化費用(LCOE)の固定費分に対する補正



燃料費がある場合の年間の総費用のイメージ (再掲)

解析条件

対象電源

- 事業用太陽光（PV）、陸上風力、着床式洋上風力、原子力
- LNG火力、脱炭素火力（水素混焼、アンモニア混焼、CCS付火力）
- 蓄電池と自然変動電源を併設したプラント

※着床式洋上風力、水素混焼・アンモニア混焼、CCS付LNG火力については、それぞれ陸上風力、CCS付石炭火力、LNG火力を微小追加した場合の計算結果を元に試算

前提とする電力システム構成

- 一般送配電事業者の供給区域（エリア）ごとの2040年の電力システム構成に関する分析結果（※）を参考に、変動再エネの設備容量変化の影響を把握するため、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（A,B,Cケース）を設定。

※日本エネルギー経済研究所の電源構成モデル（コスト最小化モデル）

LCOE*試算の際の発電量微小追加の設定

- 発電設備容量を一定量（PV発電電力量の2%相当）増加させてLCOE*を試算
- PVと風力については、エリア分布に基づいて比例配分
- 原子力発電、火力発電については、各エリアの年間の需要電力量に基づき比例

システム運用

- 火力・エネルギー貯蔵は経済負荷配分、原子力はマストラック、PVと風力は可変費ゼロのために火力に優先してディスパッチが行われる
- 連系線の運用容量の制約を考慮
- 調整力（一次～三次②）の確保を考慮

解析条件（続き）

解析条件

- 2019年度の需要曲線、PV・風力出力パターン（送配電会社公開データ）
- 2040年度を想定した電源容量データ・連系線の運用容量（次ページ）
- 可変費（燃料費+CO₂対策費）：2024年発電コスト検証の諸元を使用
原子力：1.9円/kWh、石炭火力：22.0円/kWh、LNG火力：15.2円/kWh、CCS付石炭火力：8.3円/kWh、
水素混焼：16.2円/kWh、アンモニア混焼：22.8円/kWh、CCS付LNG火力：10.1円/kWh
- 均等化費用LCOE：2024年発電コスト検証の2040年の諸元を使用（政策経費含む）
- 調整力 必要量：現行の需給調整力市場での必要量、将来のシステム構成の変化等から推定
供給量：石炭火力の定格出力の±2%、LNG火力の定格出力の±8%、その他揚水、蓄電池など
- HP給湯機の沸き上げやEV充電による需要シフト（ディマンドリスポンス）を想定（HP:2,500万台、EV:2,600万台）

注1) 個別のユニットの可変費は発電効率により異なる。

2) 再エネの分布が変化すると、電源別限界コストLCOE*の値も変化する可能性あり。

3) v_0 （ベースの電力システム構成における限界運用費の単価）は、微小追加をした場合、メリットオーダーにより最大単価の電源に代替することが期待されることから、最大単価の可変費と設定した。今回は前述の「可変費」のとおり、石炭火力となる（なお、2021年検証では、LNG火力）。

今回反映されていない要素

- 需要・再エネなど分散資源を活用した需給調整力
- 地内送配電網の損失と運用容量
- 各種資本費要素（連系線、送配電網増強、再エネバックアップ用電源、送配電網接続）

電力需給解析手法

MR（広域需給調整プログラム）、株式会社J-POWERビジネスサービス

解析条件 (続き)

設備容量の想定

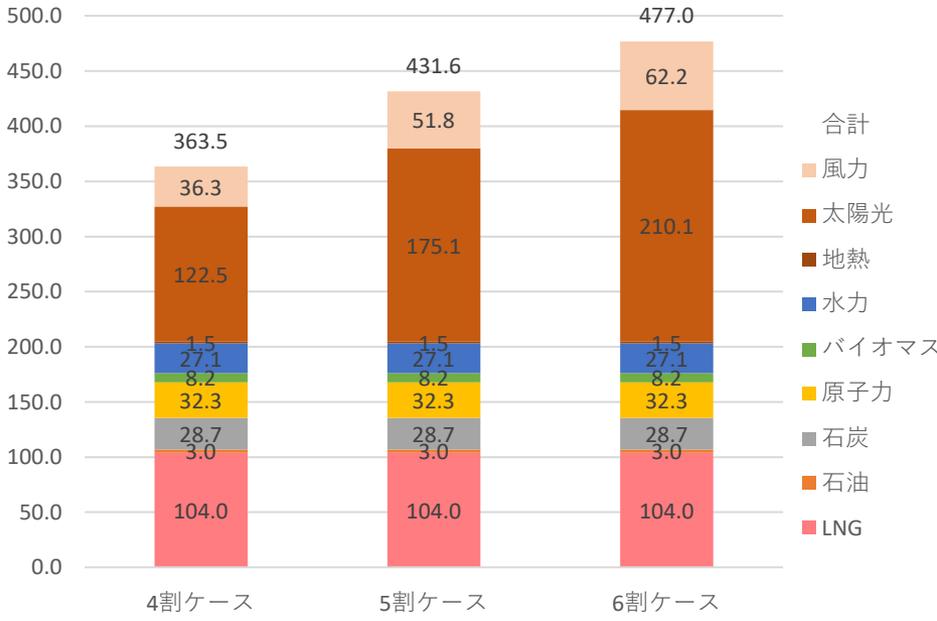
➤ 日本エネルギー経済研究所のコスト最適化モデルによる分析結果を参照

連系線の運用容量及び蓄電池・揚水の想定

- 連系線の運用容量は、電力広域的運営推進機関による2033年度の計画値を土台とし、マスタープランを参考に日本エネルギー経済研究所のコスト最適化モデルで追加増強を想定
 - 北海道東北間で4.0GW、東北東京間で4.0GW、関門で1.0GWの増強と想定
- 蓄電池の設備容量は分野別投資戦略(※) 参考資料(蓄電池)をもとに、2040年の導入量を20.9GWと想定

※令和5年12月22日とりまとめ
- 揚水の容量は既設容量及び計画中設備容量から29.8GWと想定

設備容量の推移 [GW]



4.2026~2033年度の長期運用容量

12

連系線	運送方向	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度
北海道本州間連系設備 ¹⁾	北海道向	90(①)	90(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	東北向	90(①)	90(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
東北東京間連系線 ²⁾	東北向	236(①)	236(①)	631(①)	631(①)	631(①)	631(①)	631(①)	631(①)
	東京向	531(②)	531(②)	1028(②)	1028(②)	1028(②)	1028(②)	1028(②)	1028(②)
東京中部間連系設備 ³⁾	東京向	210(①)	210(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)
	中部向	210(①)	210(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)
中部ワンス ⁴⁾	北陸-関西向	329(①)	329(①)	310(②)	310(②)	310(②)	310(②)	310(②)	310(②)
	中部向	326(①)	326(①)	329(①)	329(①)	329(①)	329(①)	329(①)	329(①)
北陸ワンス ⁴⁾	北陸向	308(①)	308(①)	309(①)	309(①)	309(①)	309(①)	309(①)	309(①)
	中部-関西向	460(②)	460(②)	435(②)	435(②)	435(②)	435(②)	435(②)	435(②)
関西ワンス ⁴⁾	関西向	329(①)	329(①)	310(②)	310(②)	310(②)	310(②)	310(②)	310(②)
	中部-北陸向	326(①)	326(①)	329(①)	329(①)	329(①)	329(①)	329(①)	329(①)
関西中国間連系線	関西向	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
中国九州間連系線	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
	九州向	23(④)	23(④)	23(④)	23(④)	23(④)	23(④)	23(④)	23(④)

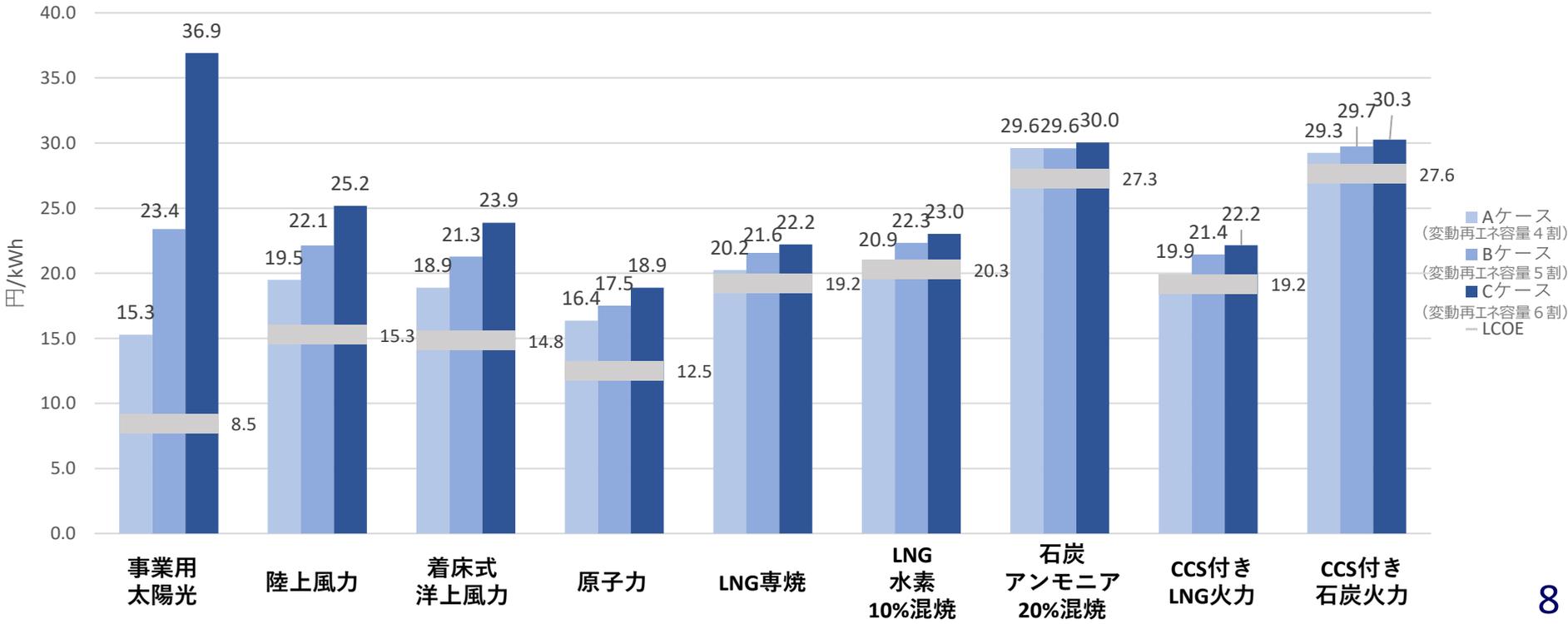
() 内の数字は、運用容量決定要因 (①: 供給需要、②: 回線安定性、③: 電圧安定性、④: 潮流設備) を示す。【】内の数字は、最大需要時以外で設備容量が小さくなる想定される値を示す。
 1) 2027年度に北海道本州間連系設備30万kWの増強を予定。
 2) 2027年度に東北東京間第一連系線の増強を予定。
 3) 2027年度に東京中部間連系設備90万kWの増強を予定。
 4) 2026年度に中地域交流ループ運用開始の予定。

電力広域的運営推進機関：
2024~2033年度の連系線の運用容量 (年間・長期) (2024.3)

解析結果：電源別限界コスト（LCOE*）

今回の試算結果

- 全体として、変動再エネの設備容量をおよそ4, 5, 6割と増やすにつれてLCOE*が増加。前提の電力システム内に変動再エネが増えるほど、出力制御が増える。また、変動再エネの出力変動に追従運転する火力の（メリットオーダーに基づく）効率的運転ができなくなる。これらにより燃料使用量が増加することが要因。
- 特に、変動再エネについては、設備容量を増やすにつれて効率低下を含め火力の（メリットオーダーに基づく）効率的運用ができなくなることに加え、変動再エネの出力制御や充放電損失が増加することにより、原子力や火力に比べてよりLCOE*の上昇幅が顕著となる。



解析結果：変動再エネと原子力①

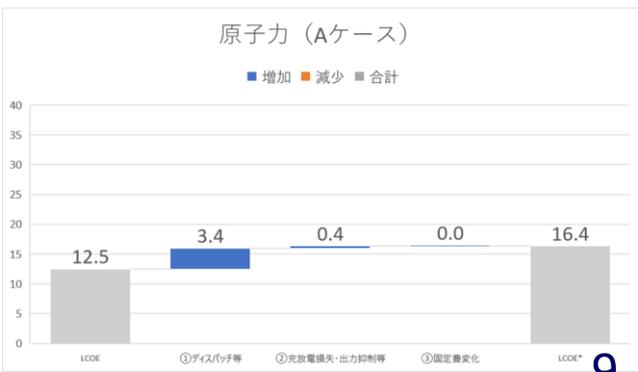
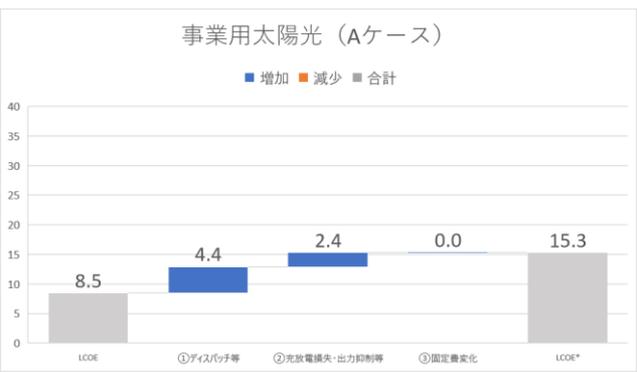
- 均等化費用(LCOE)から電源別限界コスト(LCOE*)への変化は、三つの要素に分解される。
 - ① 最大単価の石炭火力ではないLNG火力の発電電力量の減少と、系統安定化のためのディスパッチ等（燃料種・運転効率・起動停止など）の可変費変化
 - ② 充放電損失や、出力抑制などの電力量損失による可変費変化
 - ③ 設備利用率の変化によるLCOE上での固定費変化

- 太陽光を微小追加した場合、変動再エネの発電容量がさらに増加するため、天候や時間による発電量の変動が大きくなり、火力発電を伸び縮みさせて調整する必要性が増える。今回の検証では、微小追加に伴い、最大単価の石炭火力ではなくLNG火力の発電電力量が主に減少したため、メリットオーダーで期待されるほどシステム全体の可変費が下がらず、かつ、変動再エネの出力変動を火力で調整する際、火力発電は効率的な運用ができなくなる（①上昇要因）。また、変動再エネは発電時間が偏る電源であるため、需要以上の発電をする時間帯が増え、揚水や蓄電池による充放電損失や再エネの出力抑制が増加（②上昇要因）。これにより、電源別限界コストは上昇。

- 風力を微小追加した場合も、太陽光を微小追加した場合と同様の傾向（夜も発電でき、導入量も太陽光より低いいため、電源別限界コストの上昇幅は小さい）。着床式洋上風力も同様の傾向。

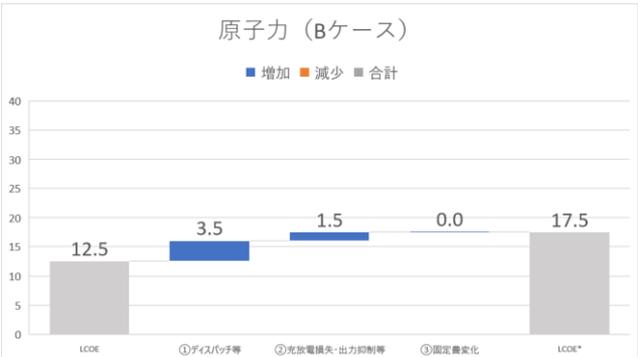
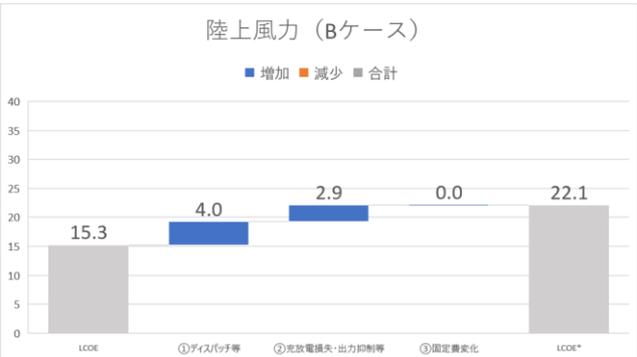
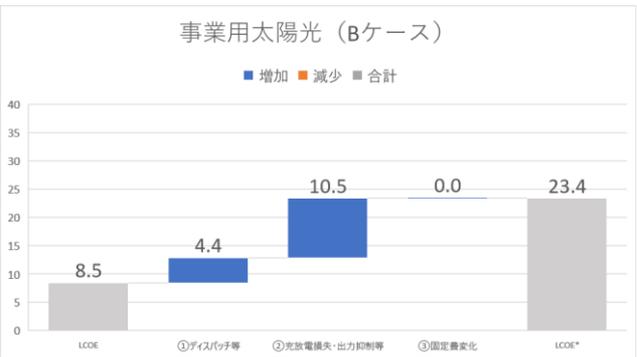
- 原子力を微小追加した場合、原子力の一定出力の発電量がさらに増加するため、同様に、火力発電は効率的な運用ができなくなる（①上昇要因）とともに、揚水や蓄電池による充放電損失や再エネの出力抑制が増加（②上昇要因）。

Aケース(変動再エネ容量4割)

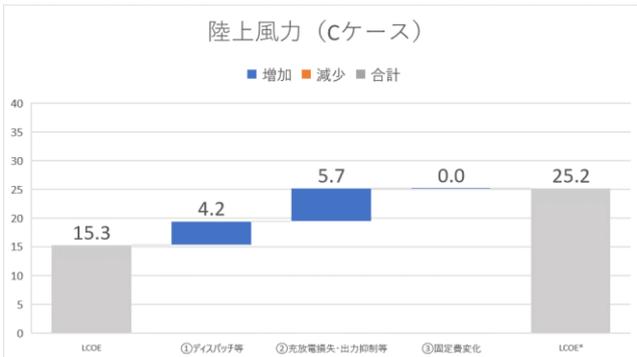
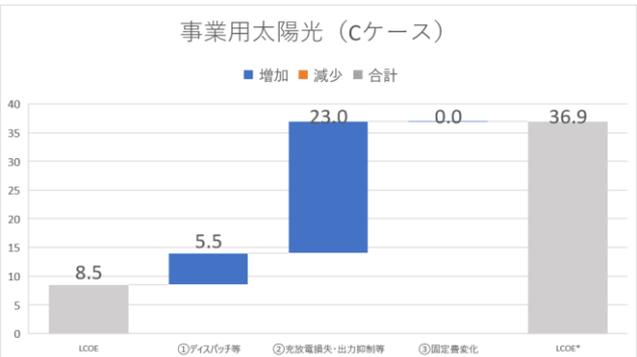


解析結果：変動再エネと原子力②

Bケース(変動再エネ容量5割)



Cケース(変動再エネ容量6割)



解析結果：火力発電①

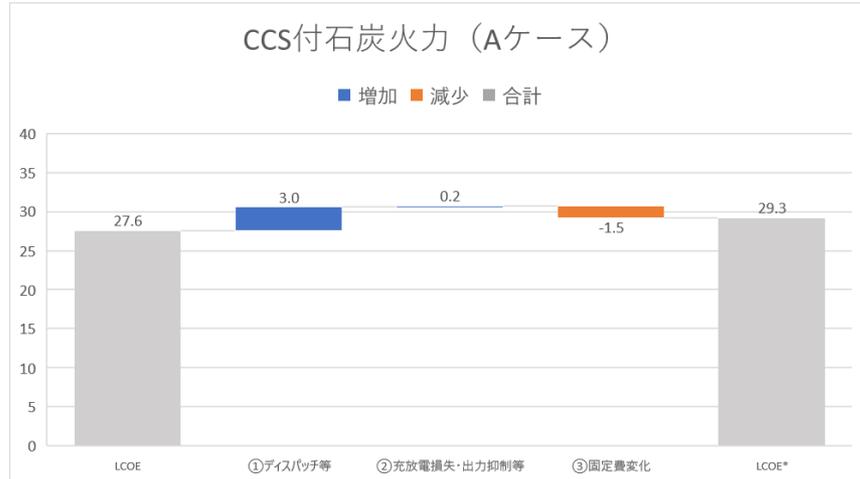
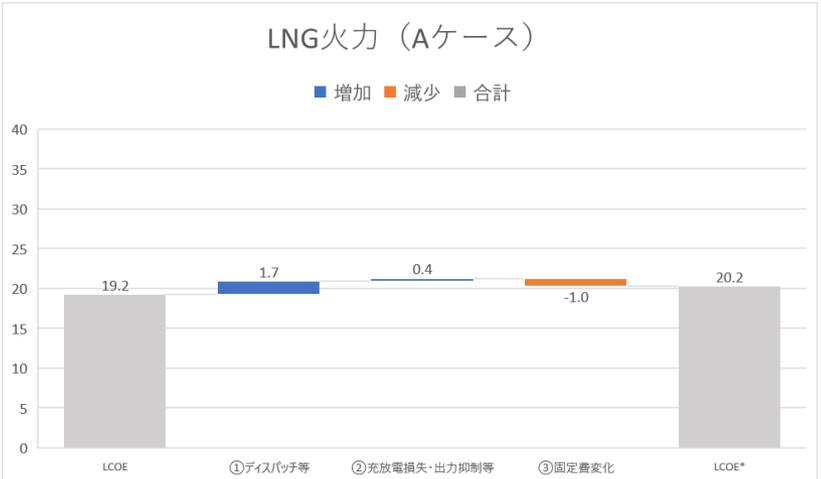
- 均等化費用(LCOE)から電源別限界コスト(LCOE*)への変化は、三つの要素に分解される。
 - ① 最大単価の石炭火力ではないLNG火力の発電電力量の減少と、系統安定化のためのディスパッチ等（燃料種・運転効率・起動停止など）の可変費変化
 - ② 充放電損失や、出力抑制などの電力量損失による可変費変化
 - ③ 設備利用率の変化によるLCOE上での固定費変化

- LNG火力やCCS付石炭火力を微小追加した場合、いずれの場合も、追加した電源が高い効率で発電し調整力を供出するため、高い設備利用率で稼働する（③下落要因）。また、今回の検証では、微小追加に伴い、最大単価の石炭火力ではなくLNG火力の発電電力量が主に減少したため、メリットオーダーで期待されるほどシステム全体の可変費が下がらず、かつ、変動再エネの出力変動を火力で調整する際、火力発電は効率的な運用ができなくなる（①上昇要因）。

- LNG火力を微小追加した場合とCCS付石炭火力を微小追加した場合の差は、CCS付石炭火力の方がLNG火力よりも調整力が小さいため、火力発電は効率的な運用がよりできなくなること（⇒CCS付石炭火力の方が、①の上昇幅が大きくなる）、可変費の安いCCS付石炭火力の方がより高い設備利用率で稼働すること（⇒CCS付石炭火力の方が、③の下落幅が大きくなる）。

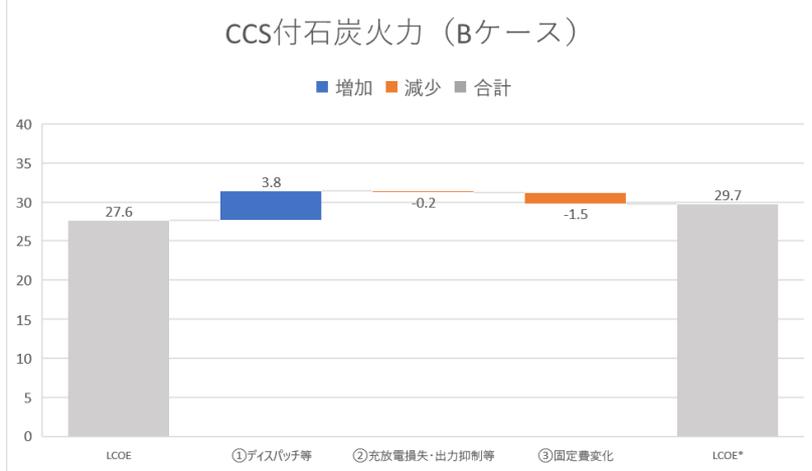
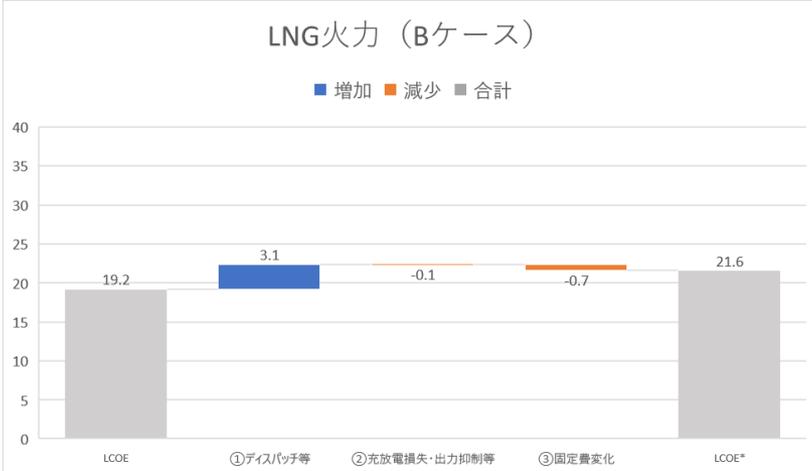
- CCS付LNG火力と水素混焼はLNG火力追加と同傾向であり、アンモニア混焼はCCS付石炭火力と同傾向。

Aケース(変動再エネ容量4割)

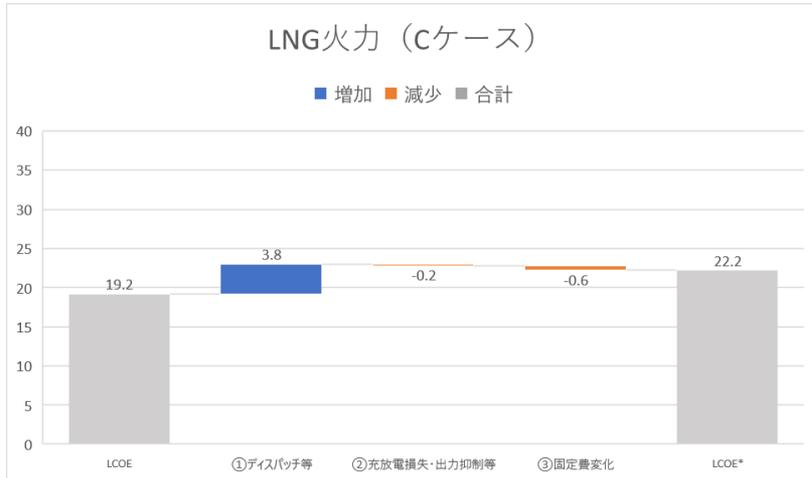
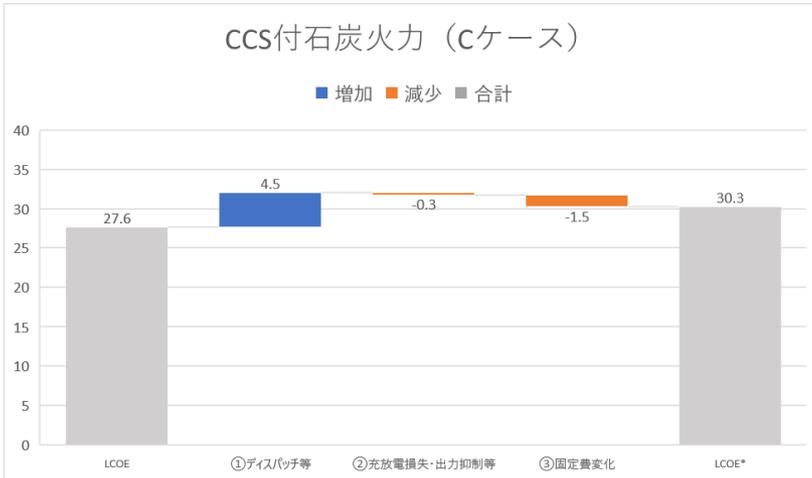


解析結果：火力発電②

Bケース(変動再エネ容量5割)



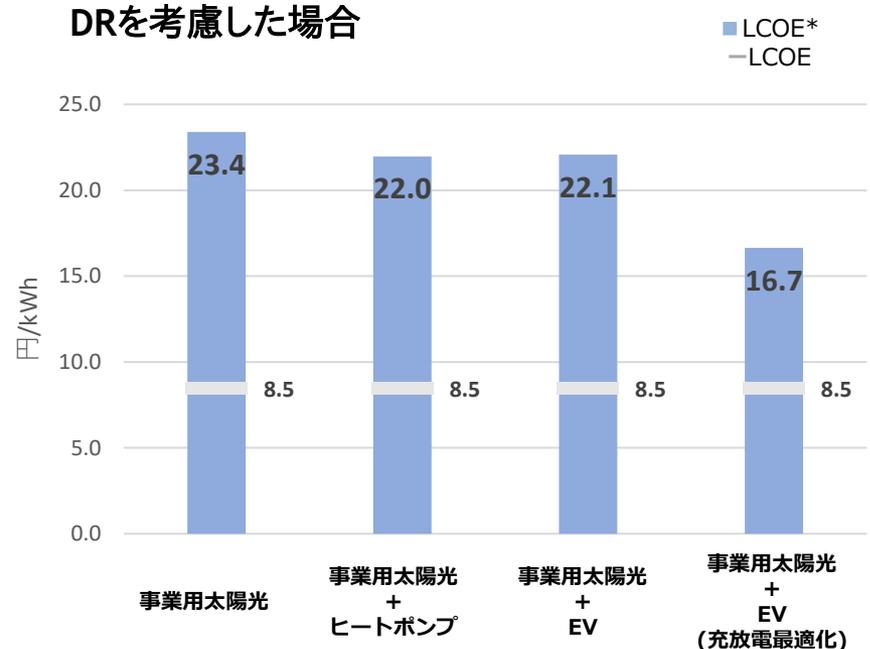
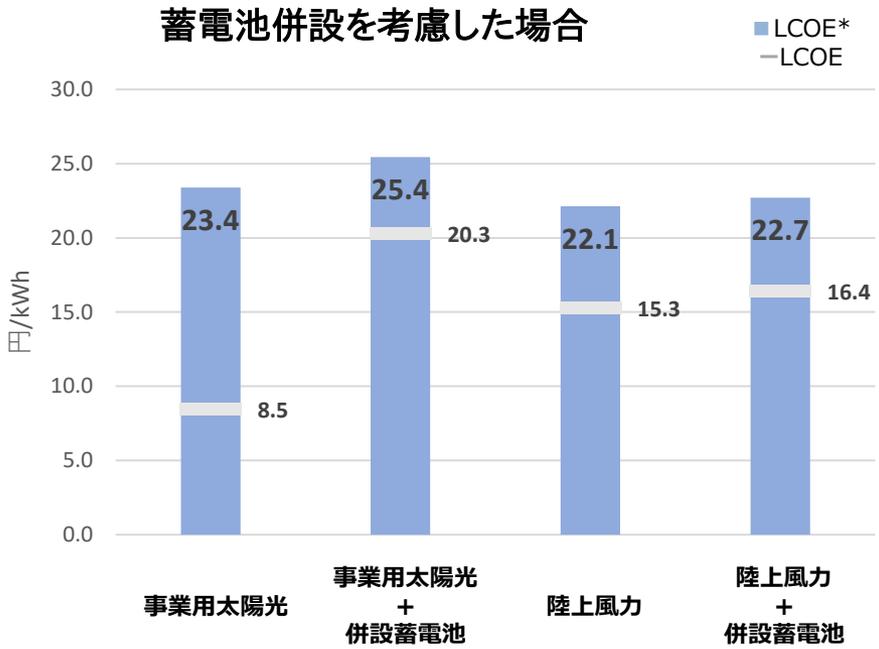
Cケース(変動再エネ容量6割)



解析結果：蓄電池併設・DRを考慮した場合

今回の試算結果

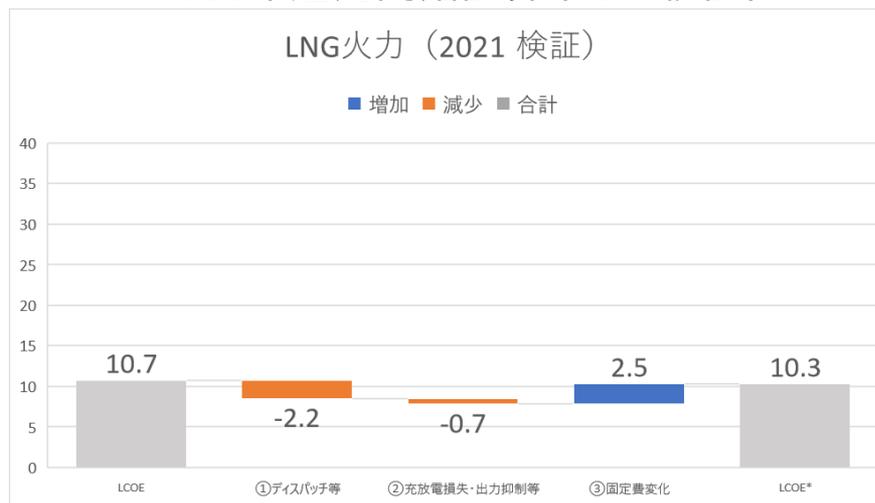
- PV、Windについては、蓄電池併設と、電力システム全体でDRを一定程度考慮したものについても試算。
- 蓄電池併設については、蓄電池が再エネからだけでなく、系統からも充放電するものとして試算した。PV、Windともに蓄電池併設の場合の方が固有LCOE段階の設備費の差のためLCOE*は高くなるが、LCOE*とLCOEとの差は縮小。さらに電力システムにおいて変動再エネが増加すれば、PVやWindよりも蓄電池併設の方がLCOE*が低くなることが期待される。
- DRによる需要シフトを考慮したところ、LCOE*は低下。



(参考) 解析結果：2021年検証との比較（LNG火力）

- 均等化費用(LCOE)から電源別限界コスト(LCOE*)への変化は、三つの要素に分解される。
 - ① 最大単価の石炭火力ではないLNG火力の発電電力量の減少と、系統安定化のためのディスパッチ等（燃料種・運転効率・起動停止など）の可変費変化
 - ② 充放電損失や、出力抑制などの電力量損失による可変費変化
 - ③ 設備利用率の変化によるLCOE上での固定費変化
- 2021年検証と今回の検証では、（1）コスト最適化を解く際の可変費にCO₂対策費を含めたこと（2）前提システムに導入されている変動再エネの容量が前回から増加したこと（3）円安等の影響により、火力発電のLCOEが全体的に上昇している等の変化がある。このため、今回の検証では、固有LCOEの段階でLNG火力の可変費<石炭火力の可変費となり、2021年検証と、両者の大小関係が逆転。
- この結果、LNG火力を微小追加した場合、2021年検証と今回の検証で、結果の傾向が異なる。
- 火力発電を微小追加した場合、火力発電はその調整力が確保されるよう、発電余力を持たせた形で火力発電の発電電力量を変化させる。この制約のもと、2021年検証では最大単価のLNG火力の発電量が減少した一方、今回の検証では最大単価の石炭火力以外の発電量が減少し、メリットオーダーで期待されるほどシステム全体の可変費が下がらず、火力発電は効率的な運用ができなくなるため、①は、2021年検証では減少したが、今回の検証では増加した。また、今回の検証では、LNG火力の可変費は最大単価の石炭火力よりも低いため、微小追加したLNG火力が多く稼働し、③が低下した（2021年検証では、LNG火力が最大単価であるため、微小追加したLNG火力の稼働率は低く、③が増加）。

2030年運用開始試算(2021検証)

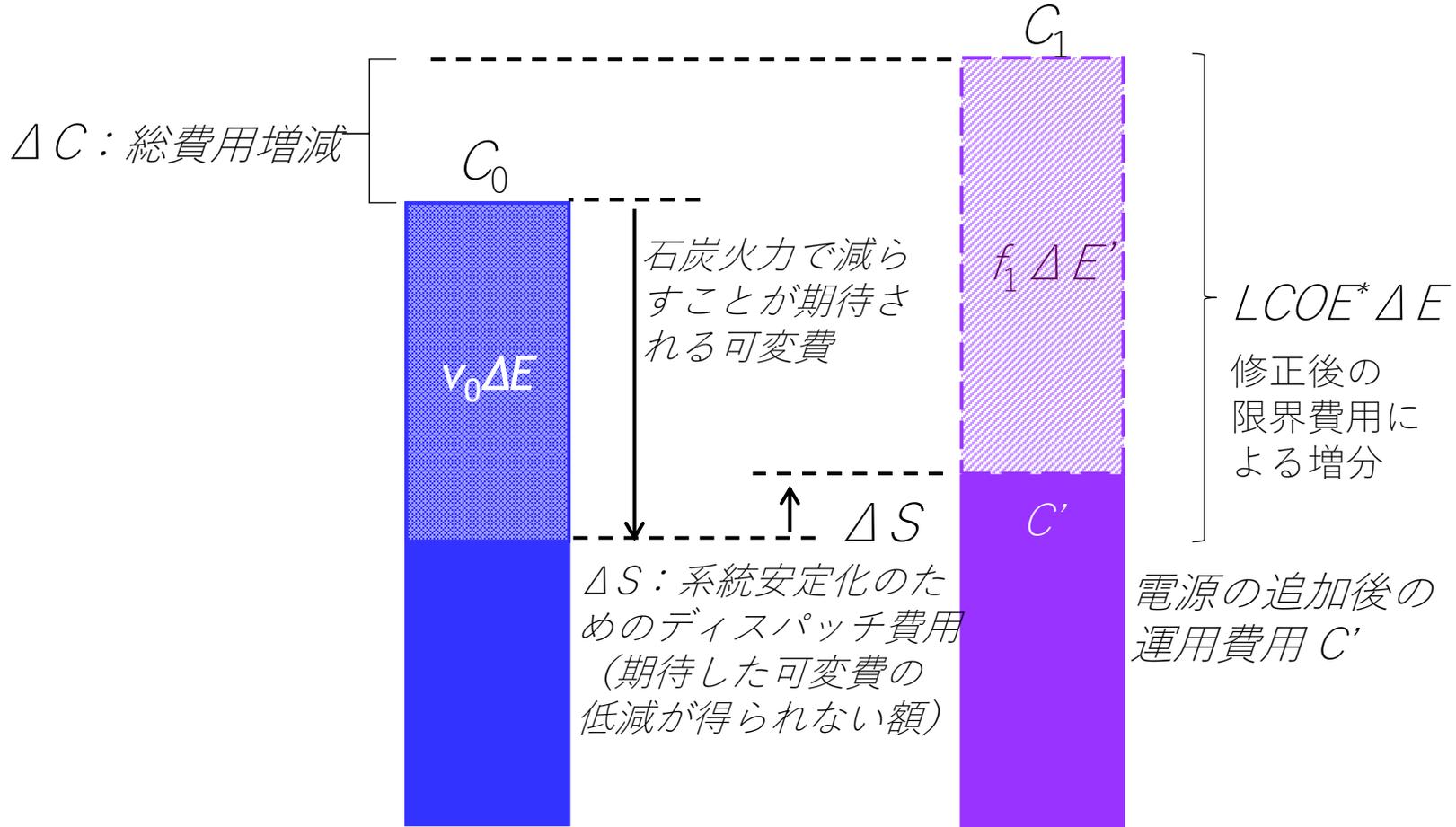


※今回の検証の結果については前掲の通り

参考 電源別限界コスト (LCOE*) のイメージ 太陽光・風力の場合

(ベースの総費用)

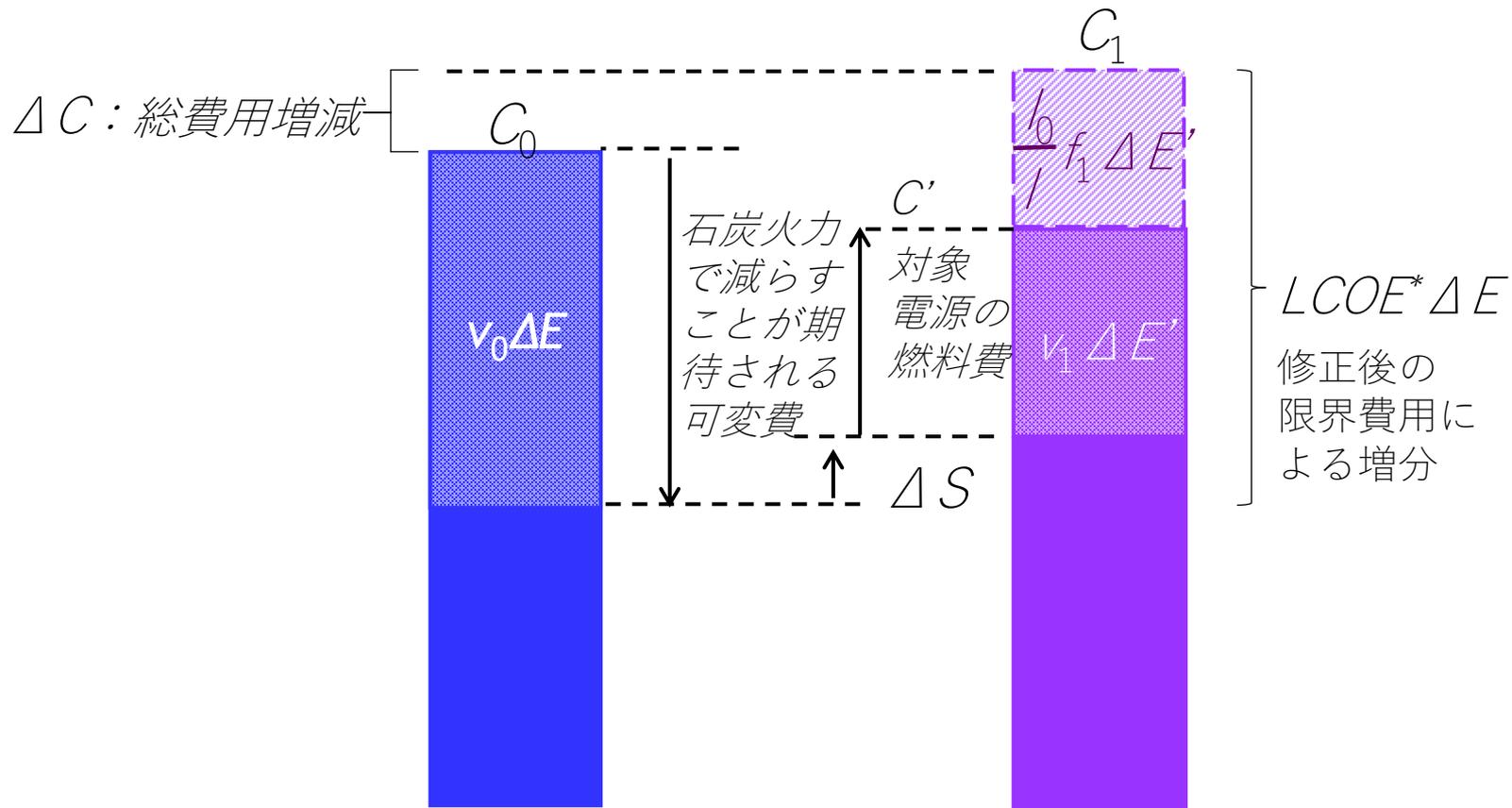
(追加後の総費用)



参考 電源別限界コスト (LCOE*) のイメージ 原子力・LNG火力・CCS付石炭火力の場合

(ベースの総費用)

(追加後の総費用)



広域需給調整プログラムMR(Multi area Regulation Program)について

8760時間の電力需要と再生可能エネルギー発電出力に対して、需給および需給調整力の充足、連系線容量など電力系統運用上の制約を満たしメリットオーダーとなる費用最小化を行い、発電機の起動停止/負荷配分や揚水/蓄電の充放電スケジュール、連系線融通、再エネ出力制御等の運用をシミュレーションする。

＜入力データ＞

- 電力需要データ
- ユニット緒元
- 連系線容量
- 再エネ発電データ
- 燃料価格
- 調整力必要量
- など

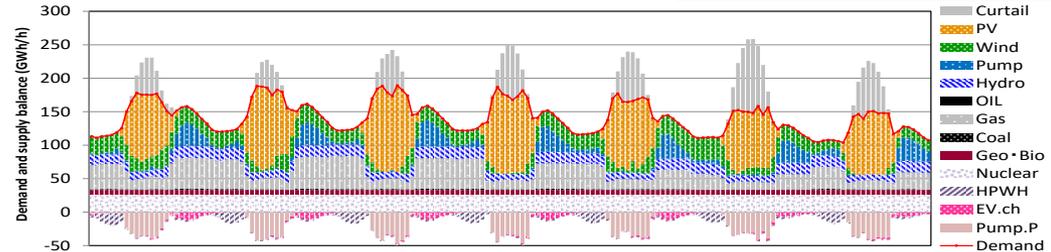
＜シミュレーション＞

- 目的関数：費用（燃料費+起動費+CO₂対策費）最小化
- 制約条件：エリア需給バランス制約
 発電機出力上下限制約
 発電機起動停止（最低出力）制約
 需給調整力確保制約（一次～三次②5商品）
 連系線容量制約
 エネルギー貯蔵量制約
- など

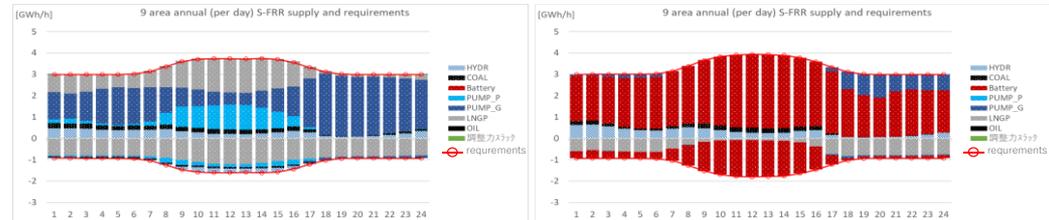
＜計算結果＞

- ユニット発電出力
- 燃料費
- 起動費
- 再エネ出力制御量
- 調整力供給
- 連系線融通
- CO₂排出量
- など

- ✓ 連系線で接続された日本全国10エリアの電力需給を模擬
- ✓ 所与の電力需要・電源構成のもと、可変費（燃料費、起動費、CO₂対策費）をコストとして最小費用の運用を解析。
- ✓ 負荷配分の決定において、各ユニットの起動費・最低運転電力、火力の低出力運転時の発電効率の低下を考慮可能。
- ✓ 複数の需給調整力や系統慣性を考慮可能。
- ✓ 連系線運用の決定において、連系線容量の範囲内でエネルギーと調整力の融通の配分を計算可能。
- ✓ 日本製の解析プログラム



a. 1週間の負荷配分



b. 二次調整力①の供給 (左/右:蓄電池供給無し/あり)

図:MRの解析結果イメージ