



The Canon Institute for Global Studies

CIGS Working Paper Series No. 26-030J

第7次エネルギー基本計画における 2040年の発電コストの積み上げ試算

杉山 大志（キャノングローバル戦略研究所 研究主幹）

2026. 9. 27.

※Opinions expressed or implied in the CIGS Working Paper Series are solely those of the author, and do not necessarily represent the views of the CIGS or its sponsor.
※CIGS Working Paper Series is circulated in order to stimulate lively discussion and comments.
※Copyright belongs to the author(s) of each paper unless stated otherwise.

General Incorporated Foundation

The Canon Institute for Global Studies

一般財団法人 キャノングローバル戦略研究所

Phone: +81-3-6213-0550 <https://cigs.canon/>

第7次エネルギー基本計画における 2040年の発電コストの積み上げ試算

キヤノングローバル戦略研究所 研究主幹 杉山大志

2026年9月27日

要約

政府の第7次エネルギー基本計画は、2040年度の電源構成として、再生可能エネルギーを4～5割、原子力を2割程度、火力を3～4割程度とする見通しを示している。本稿は、その上限に近い太陽光29%、再生可能エネルギー全体50%を想定し、電気を必要な時刻と地域に届けるための設備と運転を考慮して、年間の発電コストを試算する。

年間需要は両ケースとも1兆1,420億kWh(1,142TWh)とし、既存の原子力33基を設備利用率80%で使用する。①既存火力活用ケースは既存の発電設備を活用し、燃料費などの運用費を最小化する。②エネ基対応ケースは太陽光・風力等を増設し、191GWの蓄電池と送電網増強を導入する。水素・アンモニアの利用は想定せず、既存火力の一部にCO₂回収・貯留(CCS)を導入する。残る火力もバックアップとして維持する。既存設備で不足する供給力は、両ケースともLNG複合火力の新設で補う。

2025年度の需要と再生可能エネルギーの発電実績を基に、全国10地域の需給を30分間隔で計算する。CCS付き火力も需要や再生可能エネルギーの出力に合わせて運転を変え、石炭火力には最低出力、出力変化速度、起動・停止の制約を設ける。②エネ基対応ケースでは、CO₂排出量を強く抑えるため仮想的な炭素価格を最適化に用いる。なおこれは発電コストには計上しない。

2040年における年間費用は、①既存火力活用ケースが15.5兆円、②エネ基対応ケースが31.6兆円となった。差額は16.2兆円、需要電力量当たり14.2円/kWhである。以上は、設備投資を年額に換算し、維持費、燃料費、CO₂輸送・貯留費を合計して求めた。差額の多くは太陽光と蓄電池が占め、合わせて10.4兆円/年である。

②エネ基対応ケースにおいても、非CCS火力は年間56.1TWh、全国同時で最大47.2GWを供給する。太陽光や蓄電池を大量に導入しても、日射や需給の状況によっては非CCS火力の供給力が必要になる。石炭・LNG・石油の燃焼に伴う直接CO₂排出量は、①既存火力活用ケースの425.0百万t/年から、②エネ基対応ケースでは39.4百万t/年へ減少する。

以上の結果は、1年分の需要と発電可能量をあらかじめ把握できるとする完全予見での試算である。需要の8%を目安とした供給余力の確保の計算は行うが、複数年の気象、設備故障、地域内の送配電制約を含む供給信頼度の評価はしていない。想定する大量の太陽光発電と蓄電設備が技術的に導入可能かも不透明である。CCS改造費、既存設備の延命費などにも不確かさが残る。

目次

要約	1
1 研究の目的と評価範囲	4
2 需要と設備の想定	5
2.1 共通需要と基準年のデータ	5
2.2 二つのケース	5
2.3 再生可能エネルギーと蓄電設備	6
2.4 CCS 改造と地域間送電	8
3 運用最適化と供給余力の評価	9
3.1 目的関数と需給制約	9
3.2 石炭火力の運転制約	9
3.3 その他の電源、蓄電と融通	10
3.4 需要 8%を目安とした供給余力	10
4 設備投資と年間費用の算定	11
4.1 費用の集計範囲と年額化	11
4.2 建設費と固定維持費	11
4.3 既存火力への CCS 改造費	12
4.4 燃料の輸入価格から kWh 単価への換算	13
4.5 送電網増強費	13
5 費用・電源構成・需給の評価結果	14
5.1 年間費用と追加投資	14
5.2 発電電力量と出力制御	18
5.3 火力の運転とバックアップ	20
5.4 蓄電、地域間融通と供給余力	25
5.5 CO ₂ 排出と回収・貯留	27
6 費用想定に関する感度分析	29
6.1 化石燃料が高価格の場合	29
6.2 CCS 回収設備費の資料差	29
7 解釈上の留意点と結論	31
7.1 評価の限界	31
7.2 結論	31
補遺 A 入力データと地域別設備想定	32
A.1 時系列データの出所と加工	32
A.2 地域配分	32
A.3 地域間の方向別送電容量	33
補遺 B 費用設定の出典と計算方法	35
B.1 再生可能エネルギー等の設備費	35
B.2 火力・原子力・揚水の固定維持費	35
B.3 CCS 設備の差額と回収能力への換算	36
B.4 蓄電池の容量定義と費用	37
B.5 燃料・排出・年額化の諸元	38
補遺 C 線形計画モデルの定式化と検証	39

C.1	変数、単位、目的関数.....	39
C.2	需給・蓄電・送電の制約.....	39
C.3	石炭火力と CCS の制約.....	40
C.4	供給余力の点検.....	40
C.5	数値解の検証.....	40
補遺 D	計算結果の内訳.....	42
D.1	設備容量と年間発電電力量.....	42
D.2	電源・設備別の年間費用.....	42
D.3	CCS の運転と費用.....	44
D.4	貯蔵・発電端換算・供給余力.....	45
補遺 E	地域別の代表的な需給と運転.....	47
E.1	東北の余剰電力と出力制御.....	48
E.2	東京の昼間余剰と蓄電.....	49
E.3	九州の太陽光発電と送電.....	50
E.4	中国の受電と送電.....	51
E.5	関西のバックアップ供給.....	52
E.6	全国バックアップ最大時の東京.....	53
E.7	北海道の風力発電と送電.....	54
E.8	東北の継続的なバックアップ供給.....	55
E.9	東京の継続的なバックアップ供給.....	56
E.10	沖縄の独立した電力需給.....	57
E.11	代表期間の電力量収支.....	58
参考文献		59

1 研究の目的と評価範囲

第7次エネルギー基本計画と「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」は、発電電力量を約1.1～1.2兆kWh、再生可能エネルギー比率を40～50%とする将来像を示す。[4][20]

本稿は、①既存火力活用ケースと②エネ基対応ケースに同じ需要を与え、発電・蓄電設備および地域間送電の運用を最適化する。②エネ基対応ケースでは、太陽光と再生可能エネルギー全体の発電電力量比率を政府見通しの上限付近に合わせる。

両ケースにおいて、2040年までに必要な発電設備、CCS回収設備、蓄電設備および送電網増強について所要の追加投資容量を産出する。次いで、2040年に保有する設備の年額資本費と維持費に、年間運転に対応する燃料費およびCO₂輸送・貯留費を加え、発電コストを算出する。このように、本稿でいう発電コストには需給を支える蓄電・送電の一部も含む。

2 需要と設備の想定

2.1 共通需要と基準年のデータ

年間需要は1,142TWh（1兆1,420億kWh）とする。これは、政府見通しの上端である発電電力量1,200TWhを参考に、CCSを想定しない通常の所内動力と蓄電等の影響を区別して設定した。想定した数値は、通常の所内動力40.383TWh、蓄電池損失13.818TWh、揚水動力3.729TWhであり、差し引き1,142.071TWhを丸めて採用した。ただし、設備構成と運転によって、計算結果においては損失と所内動力が変わるため、計算結果の発電電力量の総計は必ずしも1,200TWhにならない。

需給制約に用いる需要は、一般送配電事業者が公表するエリア需要を全国一律に拡大した量である。送配電損失を含むエリア需給の境界で扱う。最終消費電力量や自家消費を含む政府統計の全範囲を厳密に再現した値にはなっていない。

政府資料も、発電電力量と、そこから所内消費・送配電損失を差し引いた電力需要を区別している。[36] 本稿では、政府の電源構成統計における水力の説明を参照し、発電端換算の構成比には揚水発電を含める。[35]

基準年は2025年度である。一般送配電事業者10社の公表実績を用い、各地域17,520時点の30分平均電力を整形した。[1] 基準年のエリア需要合計は867.868TWhであり、2040年の需要はその1.3159倍となった。全国同時最大需要は214.23GWとなる。気象に伴う時間変動と地域間の同時性を保つ一方、電化やデータセンターの立地等による負荷曲線形状の変化は無いという想定になっている。

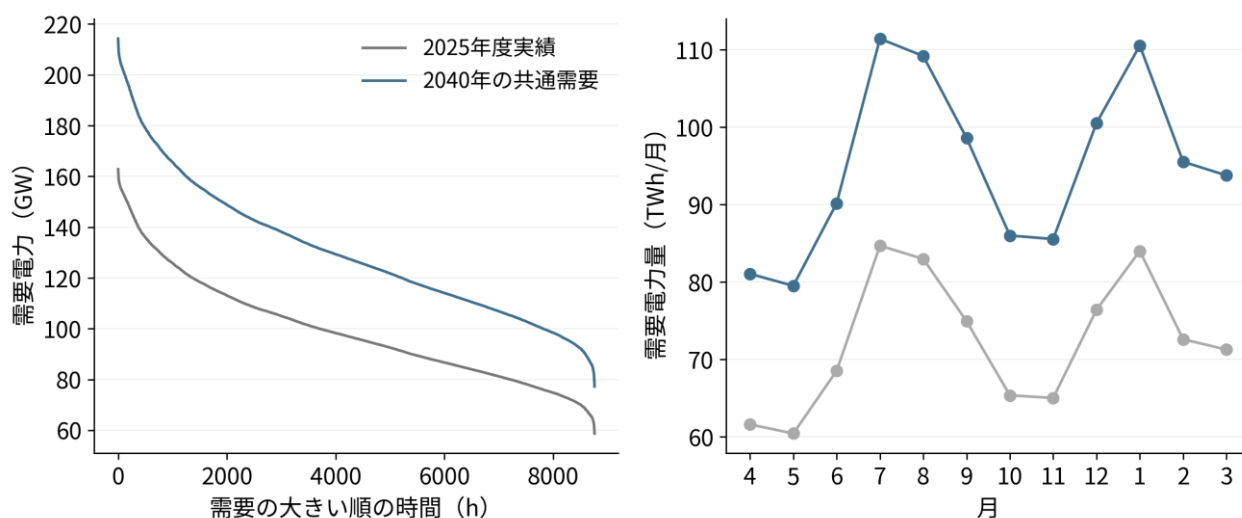


図1 基準年と2040年の全国需要

2025年度の日時を用いて2040年の運転を評価する。

2.2 二つのケース

表1 ケースの比較

項目	①既存火力活用ケース	②エネ基対応ケース
年間需要	1,142TWh	1,142TWh
原子力	既存 33 基・33.083GW、設備利用率 80%	同左
既存火力	石炭・LNG・石油等を維持	一部を CCS 改造し、残余も維持

項目	①既存火力活用ケース	②エネ基対応ケース
再生可能エネルギー	基準時点の設備量	太陽光 29%、再エネ全体 50%を目安に設備量を調整
CCS	導入しない	改造前容量 56.742GW、回収率 90%、利用率上限 85%
蓄電池	0.66GW	191GW、利用可能電力量 649.4GWh
揚水の運用	利用可能出力 20GW、電力量 120GWh	同左
地域間送電	公表された長期運用容量を比較基準とする	マスタープランの追加増強量の 50%を反映
通常供給の追加電源	不足が残る場合に LNG 複合火力を新設	同左
運用の目的	燃料費等の可変費を最小化	仮想炭素価格 100 万円/t-CO ₂ を加えた評価額を最小化
供給余力	需要 8%の簡便な点検、不足分は追加 LNG 複合火力	同左

原子力は、廃炉を決定していない既存 33 基、33.083GW を両ケース共通で使用する。[19] 設備利用率 80%と所内率 4%に対応する一定の送電端出力を各地域へ与え、年間供給量は 222.572TWh となる。これは各炉の停止・再起動を再現する運転計画ではなく、年間の停止期間を平均出力へ換算した近似である。

火力は 2025 年度末の公表容量を基礎とし、石炭 51.38GW、LNG78.45GW、石油等 12.20GW を維持する。[2] 休止設備も利用可能な状態へ保全する想定であり、年齢だけを理由とする一律の退役は置かない。個別設備の再稼働工事や大規模更新の可否は別途の検討を要する。燃料別の地域配分は基準年の発電電力量比によって近似して配分する。

2.3 再生可能エネルギーと蓄電設備

②エネ基対応ケースの 2040 年における設備容量は、太陽光 282.27GW、陸上風力 12.67GW、洋上風力 25.33GW となった。これは、以下の手順による。まず、太陽光・風力の発電量の出力制御前の時系列の想定をする。これは、2025 年の公表発電実績に公表出力制御量の実績を加算したうえで、2040 年の設備量に合わせて拡大して想定した。運用の計算をすると、出力制御が生じるため、運用計算後に太陽光比率 29%と再エネ全体 50%が達成されることを目安に、地域配分を保ったまま、設備量を調整した。

設備量の調整では、太陽光の容量と、風力・一般水力に共通する容量倍率を用いた。地熱とバイオマスの設備量は調整の対象にできなかった。なお一般水力についても本来は地熱同様に調整の対象から外すべきだが本稿ではそうになっていない。風力は、地域別に公表される陸上・洋上合算の発電実績を陸上・洋上両方式へ適用した。したがって、洋上の風況に固有の設備利用率や、洋上と陸上の風況が地域によって異なることは考慮されていない。地熱には年間平均出力を与え、バイオマスには基準年の利用率に対応する出力上限を設けた。一般水力も公表実績を拡大した時系列を上限とした。バイオマス火力に CCS は設けない想定とした。

蓄電池容量の想定 191GW は、2026 年 3 月末に系統接続の可否を問い合わせた蓄電所容量として報道された数値に由来する。[3] 建設済み容量や確定した導入計画ではなく、実現可能性は乏しいが、ありうる蓄電池導入量の上限として、本稿の設備想定として採用する。これは既存 0.66GW を含む総出力であり、追加分は 190.34GW となる。

蓄電池は 191GW で 3.4 時間放電できるものとし、交流側で利用できる電力量を 649.4GWh とする。[5] さらに、電池を傷めないために利用しない部分と経年劣化を見込み、放電深度 80%、評価期間末の容量維持率 80%を置く。[6] 往復効率 85%を充電・放電に対称に配分すると、放電効率は $\sqrt{0.85}=92.20\%$ となる。[7] これらを考慮して期間末にも 649.4GWh を取り出すためには、設置時の公称容量を約 1,100.6GWh とする必要がある。

資料の平均継続時間 3.4 時間が、期間末の交流側容量を意味するとは確認されていない。本稿はこの容量境界を明示して組み合わせた設計想定であり、公称容量の扱いは費用の重要な不確実要因である。往復損失は運転中の充放電収支に、放電深度と経年劣化は設備容量・投資額に反映される。

揚水は保有容量 27.34GW に対して、運用可能出力 20GW、利用可能電力量 120GWh、往復効率 70%とする。20GW は OCCTO 資料、6 時間は長期脱炭素電源オークションの揚水評価を参照した。[5][8] $20\text{GW} \times 6 \text{ 時間} = 120\text{GWh}$ は全国の貯水池台帳を積み上げた値ではなく、代表的な貯蔵能力としての想定である。

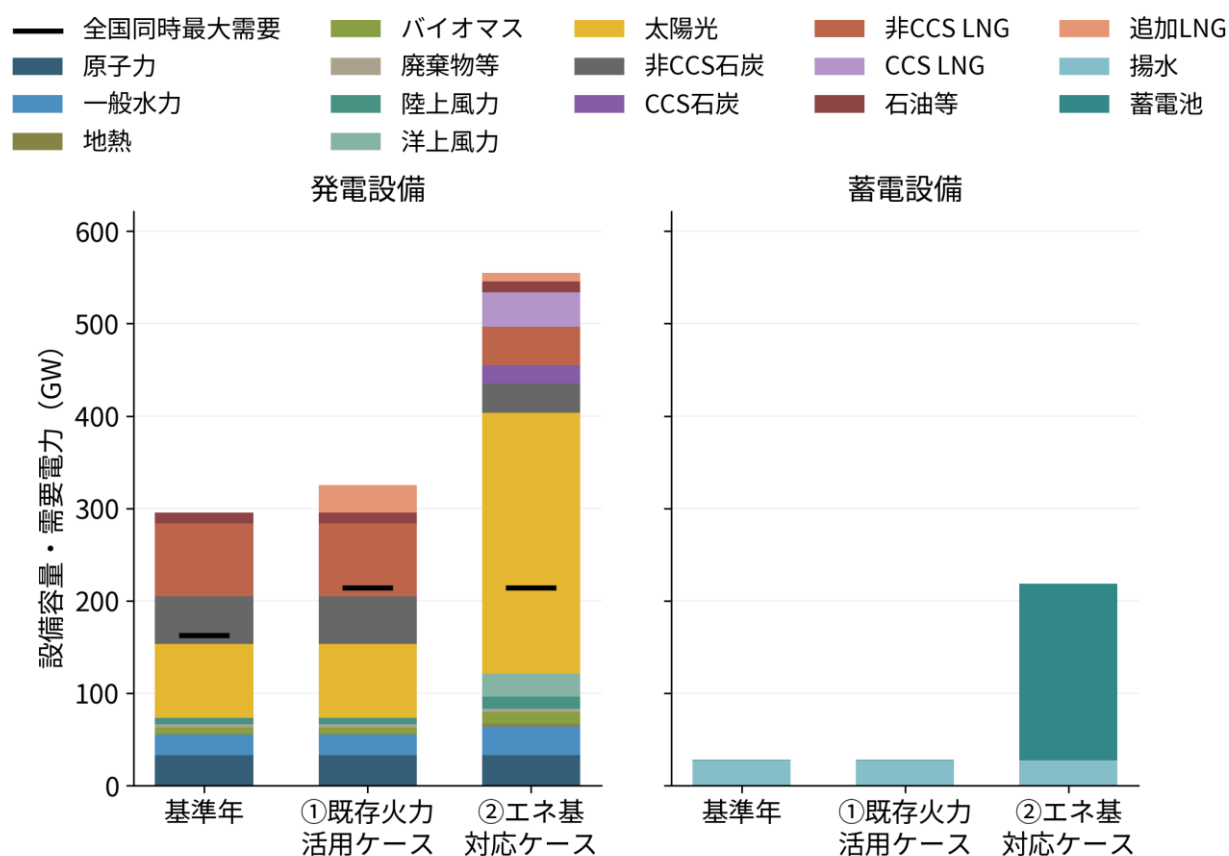


図 2 基準時点と 2040 年の設備容量および最大需要

基準時点は 2026 年 3 月末。左は発電設備の発電端定格容量、右は蓄電設備の出力であり、縦軸の尺度を共通とする。需要は送電端側のエリア需要である。

2.4 CCS 改造と地域間送電

表 2 既存火力の CCS 改造対象と残余設備

燃料	既存の発電端容量 GW	改造対象の 改造前容量 GW	改造後の 送電端容量 GW	非 CCS で維持する 送電端容量 GW
石炭	51.380	19.980	13.203	29.642
LNG	78.450	36.762	31.423	40.771
石油等	12.200	0.000	0.000	11.614

改造対象容量 56.742GW は、設備利用率 85% のときに送電端で約 332.282TWh を供給できる設計規模に対応する。運用計算ではこの電力量を必達とせず、設備利用率 85% を年間の上限とする。改造対象の発電設備を非 CCS 火力として重複使用することはない。回収率は 90% とし、回収設備を迂回して出力を増やす運転は認めない。

CCS による効率低下は、石炭が送電端効率 40% から 28%、LNG が 50% から 43.7% とする。石炭の 12 ポイント低下は Supekar らの検討を参考とする評価想定であり、国内実績値や技術的な合意値ではない。[9] LNG の 6.3 ポイント低下は NETL の既設複合火力改造モデルを参照する。[10] 回収装置の部分負荷特性や最低負荷は個別に扱わず、発電出力に応じて回収量も比例して変化すると近似する。

地域間送電には、方向別の運用容量を与える。[11] ①既存火力活用ケースは公表長期容量を比較基準とするため、単純に現在の送電網を固定したケースではない。②エネ基対応ケースでは、これにマスタープランの追加増強量の 50% を加える。[18] 北海道ー東北は 3GW、東北ー東京は 4GW、東京ー中部の周波数変換設備は 1.35GW、関門は 1.4GW の追加とする。中部・北陸・関西は三地域間の融通上限を表す共通接続点で近似する。

増強量 50% は 2040 年までの完成割合を表す本稿の想定であり、個別工事の進捗予測ではない。交流系統の潮流、送電損失、地域内の送電線・変電所・配電網の制約は直接計算しない。方向別の容量と費用計上の扱いは補遺 A に示す。

3 運用最適化と供給余力の評価

3.1 目的関数と需給制約

各地域・各 30 分の発電、充放電、揚水動力、地域間融通を連続変数とする線形計画を構成する。需要と再生可能エネルギーの発電可能量は年間を通じて既知とする。①既存火力活用ケースの目的関数は、燃料費と運転量に応じる費用の合計である。②エネ基対応ケースでは、これに CO₂排出量へ仮想炭素価格 100 万円/t を乗じた評価額を加える。

仮想炭素価格は、CO₂の排出が少ない電源を強く優先させるための計算上の係数であり、将来の炭素税や排出枠価格の予測ではない。年間費用の集計にはこの評価額を含めない。回収後にも残る CO₂と、非 CCS 火力の排出をともに評価するため、CCS 付き石炭火力と CCS 付き LNG 火力の運転順位にも影響する。有限の価格を用いた費用最小化であり、CO₂排出量だけの厳密な最小化ではない。

需給は、発電と他地域からの受電、蓄電池・揚水の放電の合計を、需要と他地域への送電、充電・揚水動力の合計に一致させる。既存設備だけでは需給を満たせない場合には追加 LNG 複合火力を新設すると想定し、必要な追加容量を先に最小化する。その地域別容量を固定してから年間の運用を最適化する。追加容量ゼロで実行可能な場合には、それが最小容量である。

追加 LNG 複合火力は、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせるコンバインドサイクル発電である。国内の通常の複合火力モデルを用い、送電端効率 53.6922%、所内率 2.2%とする。[14] CCS は付加しない。建設費と維持費は通常供給用・供給余力用のいずれにも計上する。この手順は既定の発電・蓄電設備の不足を補うためのものであり、炭素価格を理由に設備構成全体を作り替える投資最適化ではない。

3.2 石炭火力の運転制約

石炭火力は、設備を保有していることと、ボイラーを稼働させ発電機を系統へ並列していることを区別する。並列中の設備には 30%の最低出力を与え、通常運転中の出力変化速度は並列容量の 1%/分以下とする。これらは既存石炭火力の技術資料を参考とする代表値であり、全機の実測値に基づくものではない。[21][22] 以上を CCS 改造の有無にかかわらず適用する。

年間の停止計画は、A 通年、B 夏冬を中心とする 8 か月、C 夏冬の 4 か月の三つの運転期間で近似する。各期間に使用する容量の上限は、地域別設備の A 75%、B 10%、C 10%とし、実際に使用する容量は最適化計算の結果となる。この区分は、上限容量をすべて使用したときの年平均並列容量が概ね $75 + 10 \times 8/12 + 10 \times 4/12 = 85\%$ となる集約的な停止計画である。このように、保有する非 CCS 石炭火力はすべて常時運転させるわけではない。運転期間を外生的に固定しているため、電力需給に応じて個々の設備を任意の日時に起動・停止するモデルでもない。

季節運転設備は、並列前 10 時間を起動準備、並列後 2 時間を最低出力までの上昇、停止時 2 時間を出力低下に充てる。起動準備中の発電出力はゼロとし、定格燃料投入量の 10%に相当する起動用油を消費すると置く。10 時間は公表された既存石炭火力のコールドスタート時間の範囲を参照し、2 時間と燃料投入率 10%は工程を近似する本稿の想定である。[22] 起動準備用の燃料費と CO₂排出量も集計する。

この集約モデルは整数変数を用いず、容量を連続量で表す。個別機の最低運転時間、最低停止時間、ホットスタートとコールドスタートの切替、起動回数別の効率の劣化等は表現していない。石炭火力の運転上の制約について、実機の起動停止計画と同等の精度を持つものではない。

3.3 その他の電源、蓄電と融通

LNG 火力および追加 LNG 複合火力の出力変化速度は 2%/分、石油等火力とバイオマスは 1.5%/分とする。[22] LNG・石油等火力の起動状態は区別せず、30 分間の出力変化制約の範囲内でゼロ出力から供給できると近似する。CCS 付き火力には年間利用率 85% の上限を設けるが、計画停止日や突発故障は明示的に与えない。

蓄電池と揚水には、出力上限と利用可能電力量の上限を別々に設ける。貯蔵量は、直前の貯蔵量に効率を考慮した充電量を加え、放電量を差し引いて更新する。年間の期首と期末の貯蔵量を一致させ、期首だけ無償の電力を取り出せる扱いを避ける。各地域の蓄電池容量は年間需要比で配分し、揚水は基準年の地域別最大発電出力を基礎に配分する。。

3.4 需要 8%を目安とした供給余力

通常の需給が一致していても、需要の予測誤差や設備故障へ対応する余力が確保されているとは限らない。本稿では運用解を固定したうえで、各 30 分の需要の 8%を追加供給できるかを点検する。8%は OCCTO の供給予備力に関する考え方を参考とするが、すべての 30 分需要へ一律に適用する点は本稿の簡便な比較方法である。[23]

化石燃料火力の余力は、並列中または利用可能とみなした設備の残余出力と、30 分以内に増加できる出力の小さい方とする。石炭火力の停止設備は即時の余力へ算入しない。太陽光・風力等の出力制御分とバイオマスの未利用出力も、この供給余力には算入しない。蓄電池と揚水は、時点初めの貯蔵量で 3 時間継続できる出力と設備出力の小さい方から、通常運転の放電出力を控除する。地域間では通常の融通を含む送電量が上限を超えない範囲で余力を共有する。

以上の供給余力の点検の結果、不足する供給余力については追加 LNG 複合火力を割り当てる。出力変化速度を 2%/分と想定し、30 分で供給できる量を追加送電端容量の 60%と想定して、供給余力に算入する。追加設備は通常の運転では発電せず、固定費のみを計上する。なお本来はこの追加設備も最適化計算の一部として運用の対象とすべきだが本稿の段階ではそうっていない。

4 設備投資と年間費用の算定

4.1 費用の集計範囲と年額化

以下で、投資額は設備を新設・増設・改造するための一時的な支出であり、年間費用は設備を保有し運転するための年額である。追加の投資額は設備増加量と建設単価から求め、実質割引率3%で等価な年額へ換算する。[12] 費用は採用した単価を期間中で固定した比較である。2040年までの一般物価上昇は上乘せしない。資料間の価格年の違いも共通物価年へ補正していない。既存設備にも同じ単価から求めた参考資本費を計上する。

$$\begin{aligned}\text{年間費用} &= \text{年額資本費} + \text{固定維持費} + \text{燃料費} \\ &\quad + \text{CO}_2\text{輸送・貯留費} + \text{送電網増強費}\end{aligned}$$

火力・水力等は、適切な保全と機器更新により長く使用できる。そのため、設備年齢から残存年数を機械的に定めて退役させず、全ての設備容量に対して維持費を計上する。参考資本費は両ケースに共通する既存設備を同じ尺度で評価するための項目であり、ケース間の費用差では相殺される。大型更新や延命工事の実支出を個別に積み上げることはしていない。

評価期間は、太陽光・風力 25 年、火力・CCS・地熱・バイオマス等 40 年、原子力・一般水力・揚水 60 年、蓄電池 20 年とする。原子力以外は評価期間末に初期投資の 5% を撤去費として置く。原子力は公的モデルの 6.55 万円/kW を廃止措置費に用いる。[12][14] これらは資本費を比較するための期間であり、各既設設備の残存運転期間を示す値ではない。

4.2 建設費と固定維持費

表 3 発電・蓄電設備の費用単価

設備	建設単価 万円/kW	固定維持費 万円/kW 年	評価期間 年
太陽光	24.290	0.5300	25
陸上風力	31.200	1.1600	25
洋上風力	77.900	2.6000	25
一般水力	75.000	1.3000	60
地熱	167.000	7.3000	40
バイオマス	52.500	4.7000	40
廃棄物等	60.300	7.3000	40
原子力	60.025	2.1247	60
石炭火力	26.500	1.3752	40
LNG 火力	26.800	1.1567	40
石油等火力	29.300	0.9166	40
揚水	92.500	0.3260	60
蓄電池	39.183	0.7000	20

太陽光・風力等は、調達価格等算定委員会の国内案件集計を優先する。[13] 太陽光は地上設置型の設備費 20.3 万円/kW に造成費 1.84 万円/kW、接続費 2.15 万円/kW を加え、24.29 万円/kW とする。陸上風力は 7,500kW 以上の中央値、洋上風力は国内 4 案件の平均を用いる。将来の技

術進歩による一律の費用低下は与えない。対象規模や費用標本は電源ごとに異なり、全国の将来設備を同一仕様で建設できることを意味しない。

固定維持費は、保有設備を運転可能な状態に保つ人件費、点検・修繕費、諸費、一般管理費に相当する。発電量ではなく設備容量に乗じるため、低稼働のバックアップ設備にも費用が生じる。石炭 1.375152 万円/kW 年、LNG1.156720 万円/kW 年、石油等 0.916590 万円/kW 年は、公的モデルの内訳から算定する。[14] 石炭 51.38GW の年間維持費は 0.706553 兆円であり、CCS 改造によって発電本体の維持対象量を減らさない。計算式と他電源の出典は補遺 B に示す。

蓄電池は初期公称容量へ 6.8 万円/kWh を乗じる。[6] 191GW 全体の投資相当額は 74.840 兆円、既存分を除く追加投資は 74.581 兆円となる。期間末の容量を初期設備で確保する想定であるため、同じ容量劣化を補う増設費を重複して維持費へ加えない。全容量の固定維持費は 0.7 万円/kW 年から 1.337 兆円/年となる。[5]

4.3 既存火力への CCS 改造費

CCS なしと CCS 付きの発電費用を比較する際には、発電単価全体の差をそのまま建設単価とみなすことはできない。発電単価には設備費、燃料費、運転維持費、CO₂輸送・貯留費が含まれ、さらに送電端効率や設備利用率が異なるためである。本稿では、公的資料の費目別内訳から、発電本体へ付加する CO₂回収設備の建設費を取り出す。

表 4 公表モデルの CO₂回収設備費

参照資料	石炭 万円/kW	LNG 万円/kW	費用の性格
政府発電コスト検証（2025 年）[14]	43.9	12.2	発電本体と区分された回収設備費。中心値に使用。
電中研 EX22013（2023 年）[15]	6.9	5.3	同報告の 2030 年モデル。政府 2021 年試算を参照する低い費用想定。

政府の諸元表では、石炭 70 万 kW に対して 3,073 億円、LNG60 万 kW に対して 732 億円の回収設備費を置く。[14、pp.20–21] 同資料の回収量は設備利用率 70% で石炭 2.85 百万 t/年、LNG1.06 百万 t/年である。この回収量を 0.70 で除して定格回収能力へ換算し、本稿で必要となる定格回収能力との比を投資額に乗じる。発電本体は既設のまま使用するため、その建設費を新規投資へ重ねて加えない。

この方法による追加投資は、石炭 9.152 兆円、LNG4.883 兆円、合計 14.035 兆円となる。改造前容量で割った換算単価は石炭 45.804 万円/kW、LNG13.284 万円/kW である。運転量を減らしても定格の回収能力は維持するため、設備費は年間回収量に比例して減額しない。

この費用は、公表モデルの回収設備費を用いた既設改造の代理値であり、対象発電所ごとの改造見積ではない。既設設備の配置、敷地、蒸気配管、電源、工事停止、耐用年数の制約による費用は個別に積算していない。政府と電中研の差には資料年次と費用評価の変更が含まれ、両者を同質な実案件の見積幅と解釈することもできない。中心値には新しい政府資料を採用し、電中研の値による費用感度を別に示す。

回収設備の固定維持費は、投資額に対して石炭 4.8375%/年、LNG3.9900%/年とする。[14] 回収用の蒸気と電力に対応するエネルギーは送電端効率の低下を通じて燃料費へ反映する。これとは別の回収変動費を任意に加算しない。

CO₂輸送・貯留費は、電中研報告の液化 CO₂船輸送・貯留モデルによる 12,239 円/t を回収量に乗じる。[15、表 2.7] 輸送距離 1,100km、年間 300 万 t などの想定による役務単価であり、当該輸送・貯留設備の資本費を含む。したがって、船舶・貯留設備の投資を別に年額加算しない。具体的な改造案件では、圧縮・液化を含む設備境界と費用の重なりを契約・設計ごとに照合する必要がある。

4.4 燃料の輸入価格から kWh 単価への換算

表 5 石炭・LNG の価格想定

項目	基準燃料価格	高燃料価格の感度分析
一般炭の CIF 価格 (円/t)	12,830	24,206
LNG の CIF 価格 (円/t)	56,005	109,326
価格の観測月	2018 年 6 月	2026 年 7 月

石炭と LNG の価格は、両燃料の輸入価格差を検討した先行研究の同月価格を用いる。[16] 基準価格は 120 か月の燃料費差の中央値に近い 2018 年 6 月、高燃料価格は 2026 年 7 月である。石油等は 2025 暦年の原油 CIF 平均 70,145.668 円/kL を代理使用するため、石炭・LNG と価格時点は一致しない。[17]なお本来は原油についても石炭と LNG 同様の扱いにすべきだが本稿ではそう出来ていない。

$$\text{燃料費 (円/kWh)} = 0.0036 \times (\text{CIF 価格} + \text{燃料諸経費}) \div \text{発熱量} \div \text{送電端効率}$$

石炭・LNG の発熱量は 25.7GJ/t、54.6GJ/t とし、燃料諸経費 2,300 円/t、3,100 円/t を加える。[14][16] 0.0036 は 1kWh を GJ へ換算する係数である。基準価格の送電端燃料費は、非 CCS 石炭 5.298 円/kWh、既存非 CCS LNG 7.794 円/kWh、追加 LNG 複合火力 7.258 円/kWh、CCS 付き石炭 7.569 円/kWh、CCS 付き LNG 8.918 円/kWh となる。CCS の輸送・貯留費はこれらの燃料費と別に計上する。

4.5 送電網増強費

②エネ基対応ケースには、広域系統マスタープランのベース想定における全国投資額 6～7 兆円と年間費用 0.55～0.64 兆円の上端を参照し、その 50%として追加投資 3.5 兆円、年間費用 0.32 兆円を計上する。[18、p.27] 増強量と同じ 50%を金額にも適用した概算であり、個別路線の工事費を積み上げた 2040 年の事業費ではない。

①既存火力活用ケースには、このマスタープラン追加分を計上しない。両ケースに共通する基準の送配電網費用は比較範囲の外とする。太陽光・風力・蓄電池の大量導入に伴う地域内送配電網の追加費用については、公表全国概算に含まれる費目と重複しない範囲を特定した積算が必要であるが、本稿では計上できていない。

5 費用・電源構成・需給の評価結果

5.1 年間費用と追加投資

表 6 主要な計算結果

指標	①既存火力活用ケース	②エネ基対応ケース
年間需要 (TWh)	1,142.0	1,142.0
年間費用 (兆円/年)	15.473	31.642
需要電力量当たり費用 (円/kWh)	13.549	27.708
追加投資額 (兆円)	8.01	178.83
非 CCS 火力の発電量 (TWh)	731.705	56.115
非 CCS 火力の全国同時最大出力 (GW)	136.594	47.164
直接 CO ₂ 排出量 (百万 t/年)	424.967	39.405
CO ₂ 回収・貯留量 (百万 t/年)	0.000	154.137

年間費用は、①既存火力活用ケースの 15.473 兆円に対して、②エネ基対応ケースは 31.642 兆円となる。差額 16.169 兆円を共通需要 1,142TWh で除すと 14.158 円/kWh となる。

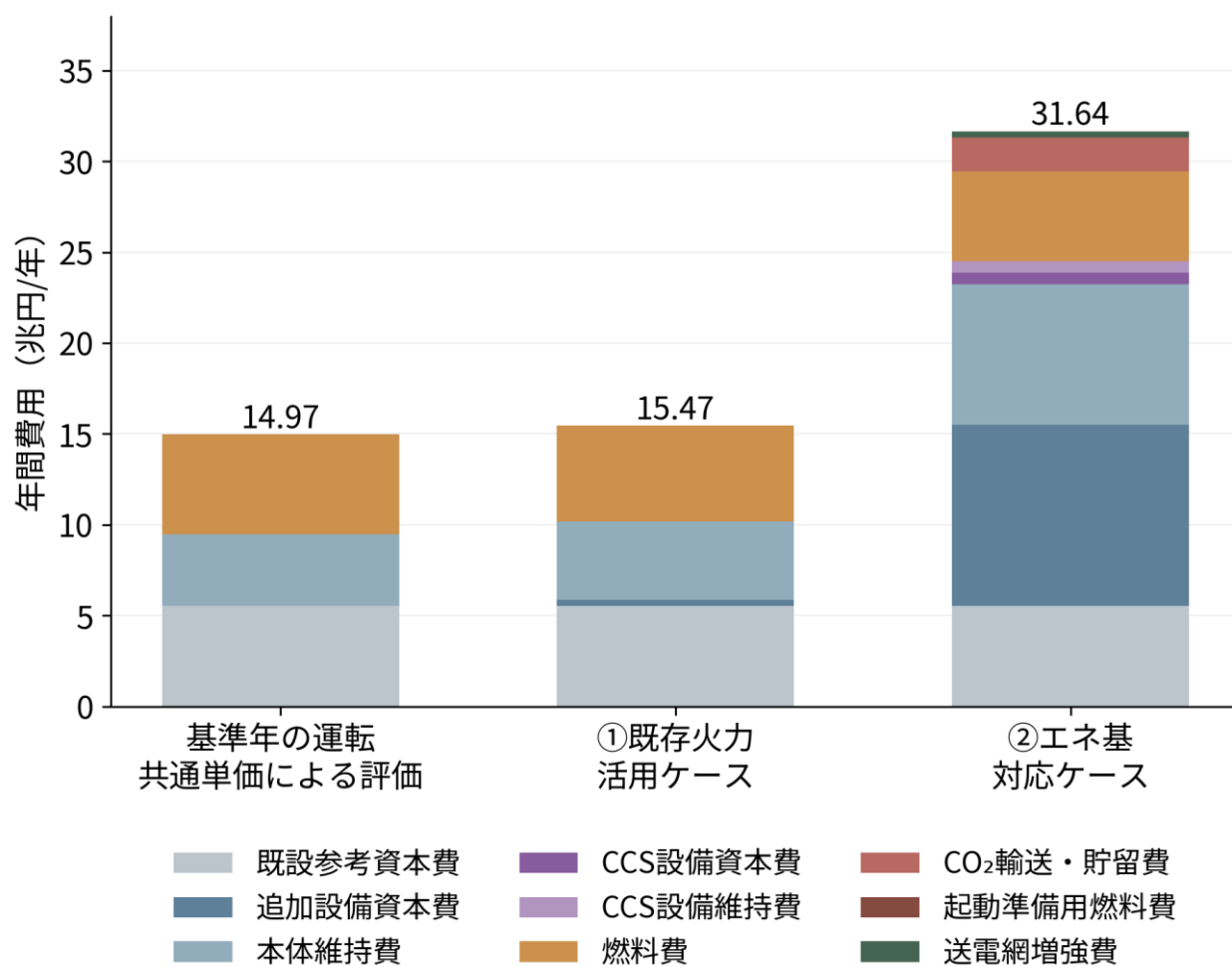


図3 基準年の運転と2040年の年間費用

基準年も2040年と共通の設備・燃料単価で評価しており、基準年の実際の売上原価や支払燃料費を反映していない。仮想炭素価格の評価額は含めていない。

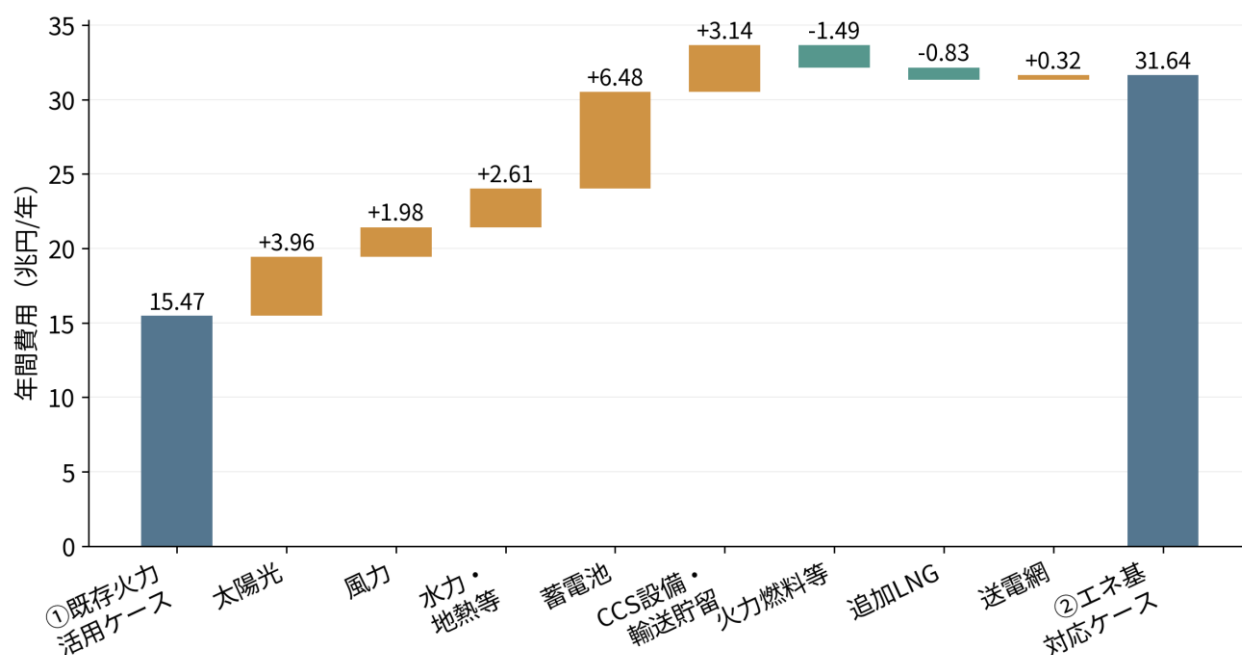


図4 ケース間の年間費用差を構成する要因

左端が①既存火力活用ケース、右端が②エネ基対応ケース。途中の棒は費用の増減を示す。設備量が共通の原子力・揚水と既存火力本体の費用は差額で相殺される。

太陽光と蓄電池だけで費用差は 10.441 兆円/年となり、全体の差額の 64.6%を占める。太陽光は発電電力量を増やして燃料消費を減らす一方、設備の資本費と維持費が増える。蓄電池は時刻間の電力移動を担うが、それ自体が新たな電気を生み出すわけではなく、設備費に加えて充放電損失も必要発電量を増加させコスト要因になる。②エネ基対応ケースは火力燃料は節約され追加 LNG 火力も少なくなるのでその分は年間費用が安くなっている。

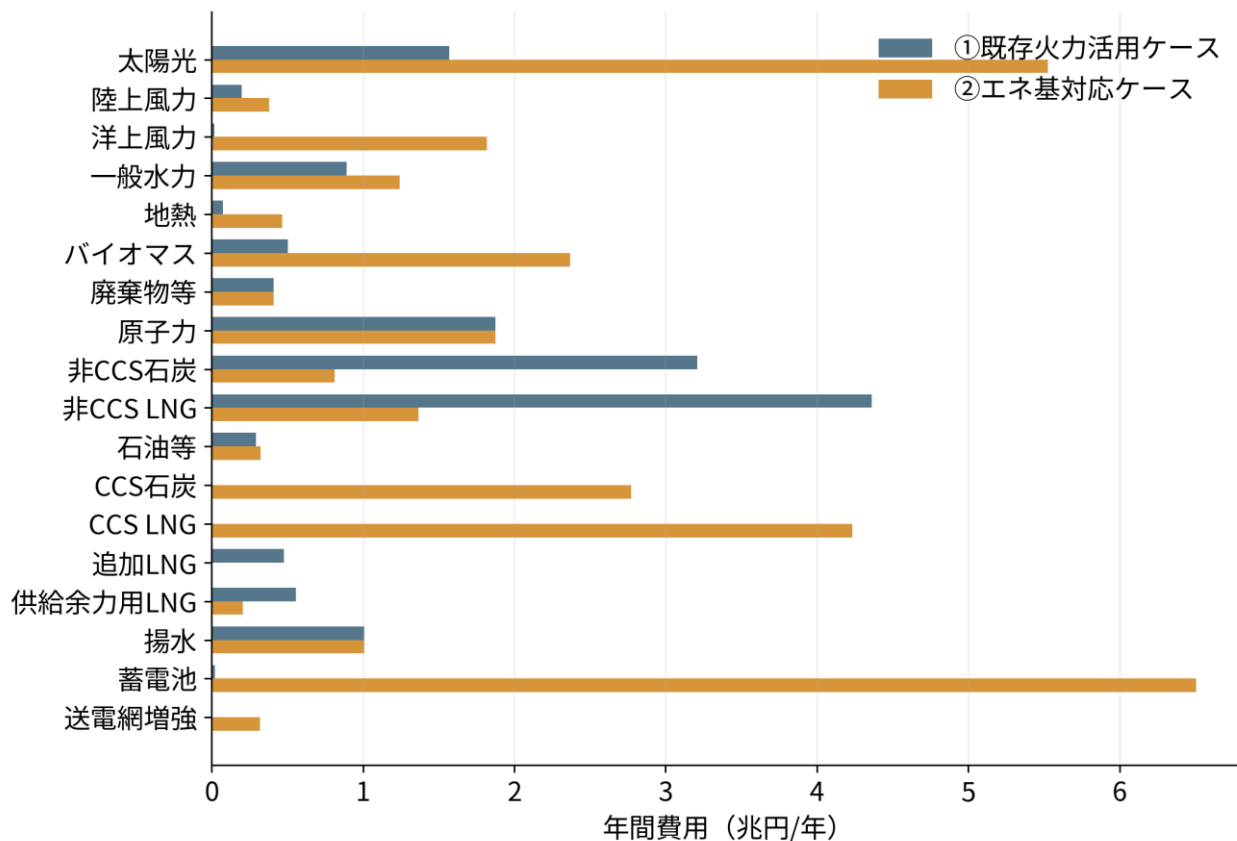


図5 電源・設備別の年間費用

CCS付き火力の行には、当該発電本体の費用、回収設備の年額費用、燃料費および輸送・貯留費を含む。

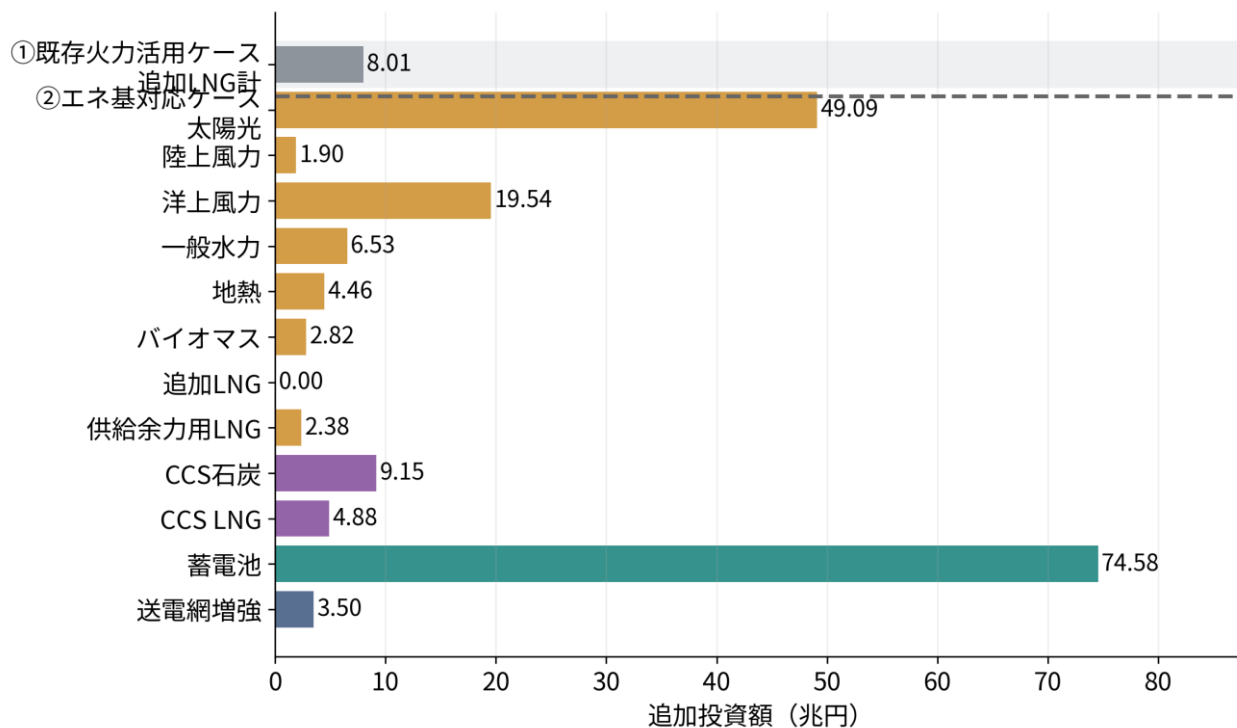


図6 追加投資額の内訳

太い破線の上は①既存火力活用ケース、下は②エネ基対応ケース。発電設備の新設・増設を黄、既存火力へのCCS追加設備を紫、蓄電池を緑、送電網を青で区別する。

追加投資は、①既存火力活用ケースで8.01兆円、②エネ基対応ケースで178.83兆円となる。既存設備については図6に計上していない。

5.2 発電電力量と出力制御

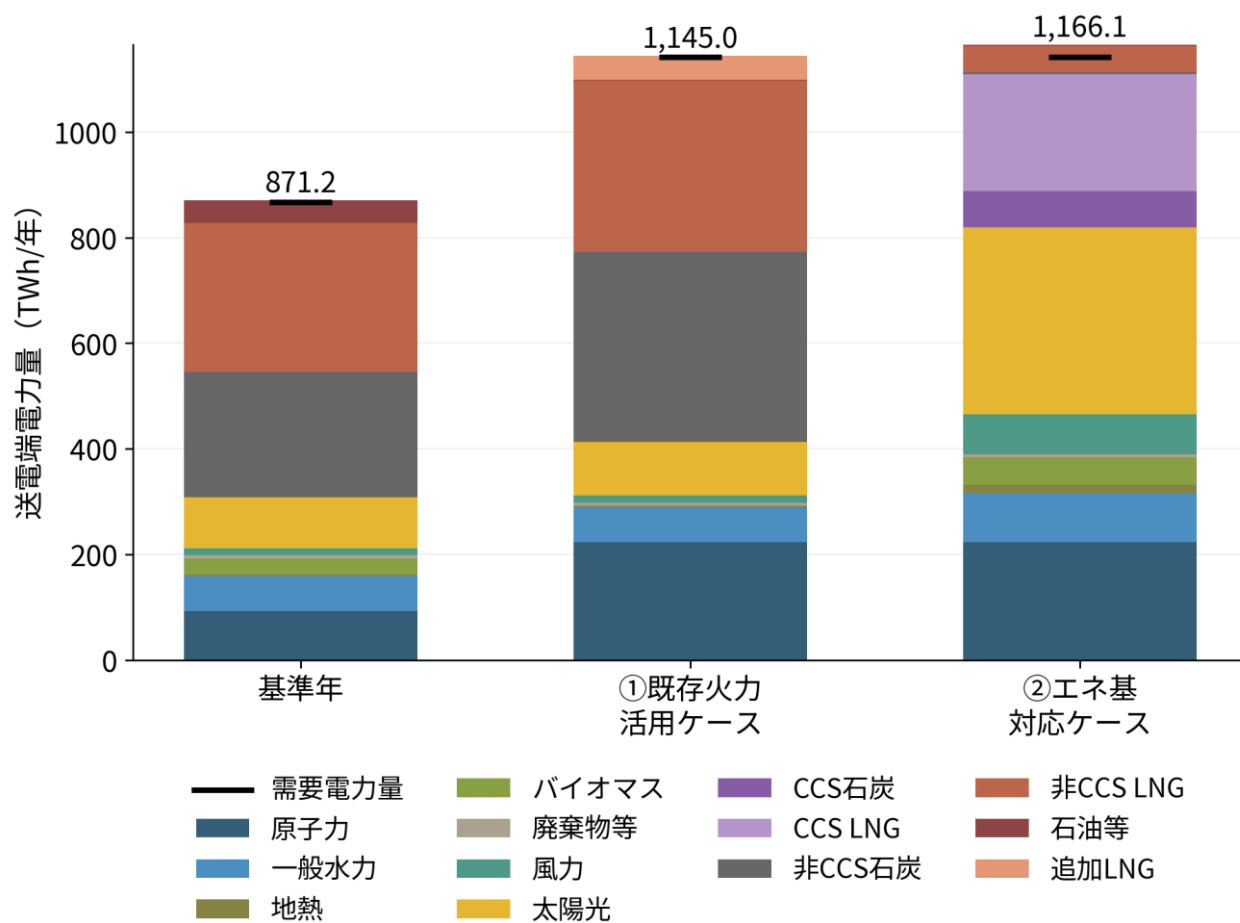


図7 送電端の電源別年間発電電力量と需要

蓄電池放電と揚水発電は、図7には示しておらず、別掲する。図中で発電量が需要を上回る部分は主に蓄電・揚水の損失に対応する。

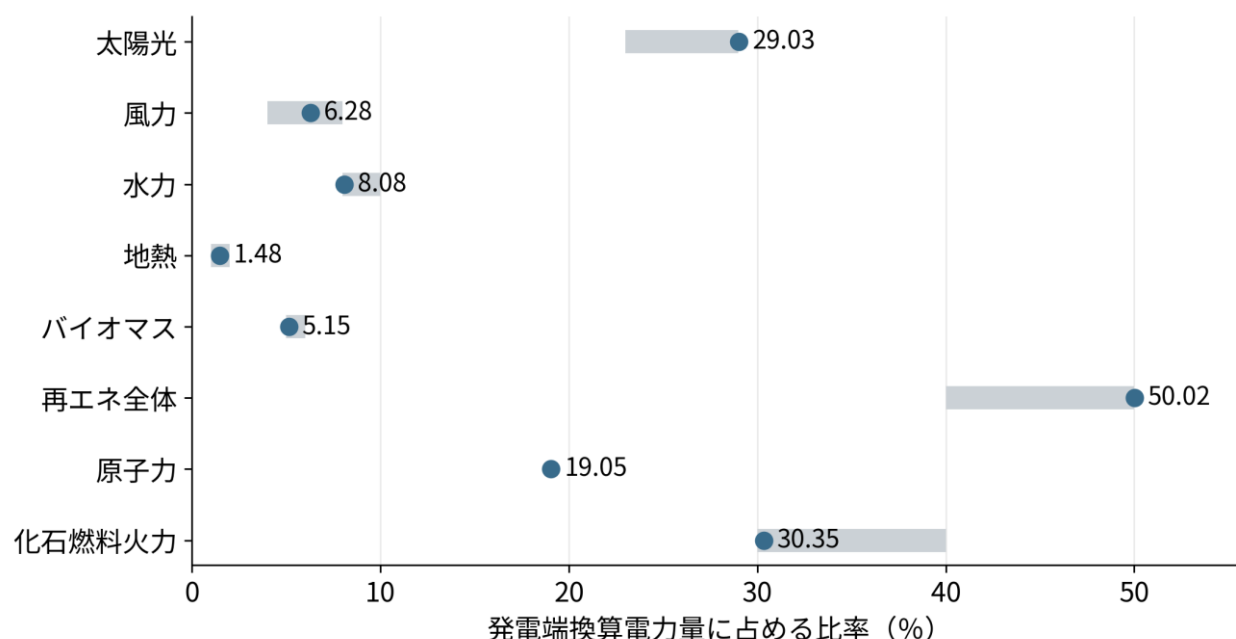


図8 ②エネ基対応ケースの電源構成と政府見通しの範囲

灰色は政府見通し[4]、青点は本稿の発電端換算結果。水力と再エネ全体の集計には揚水発電を含め、蓄電池放電は含めない。

②エネ基対応ケースの出力制御後の太陽光比率は29.03%、再生可能エネルギー全体では50.02%である。原子力は両ケース共通の設備量と利用率を設定したところ19.05%となり、政府見通しの20%をやや下回った。

表7 発電可能量の未利用分と蓄電損失

指標	①既存火力活用ケース	②エネ基対応ケース
太陽光の出力制御 (TWh)	0.004	4.798
風力の出力制御 (TWh)	0.000	0.728
一般水力の未利用量 (TWh)	0.001	0.453
バイオマスの未利用量 (TWh)	31.626	2.748
蓄電池の損失 (TWh)	0.059	21.512
揚水の損失 (TWh)	2.973	2.566

②エネ基対応ケースの太陽光出力制御は4.798TWhである。バイオマスの未利用量は、燃料費を伴う発電を上限まで使わない経済負荷配分によるものであり、太陽光や風力の系統上の出力制御とは意味が異なる。

①既存火力活用ケースのバイオマス発電は0.078TWhにとどまる。採用した未利用材モデルの燃料費28.259円/kWhが石炭・LNGより高く、炭素価格や再エネの優先利用義務を与えない費用最小化では運転が選ばれにくいためである。

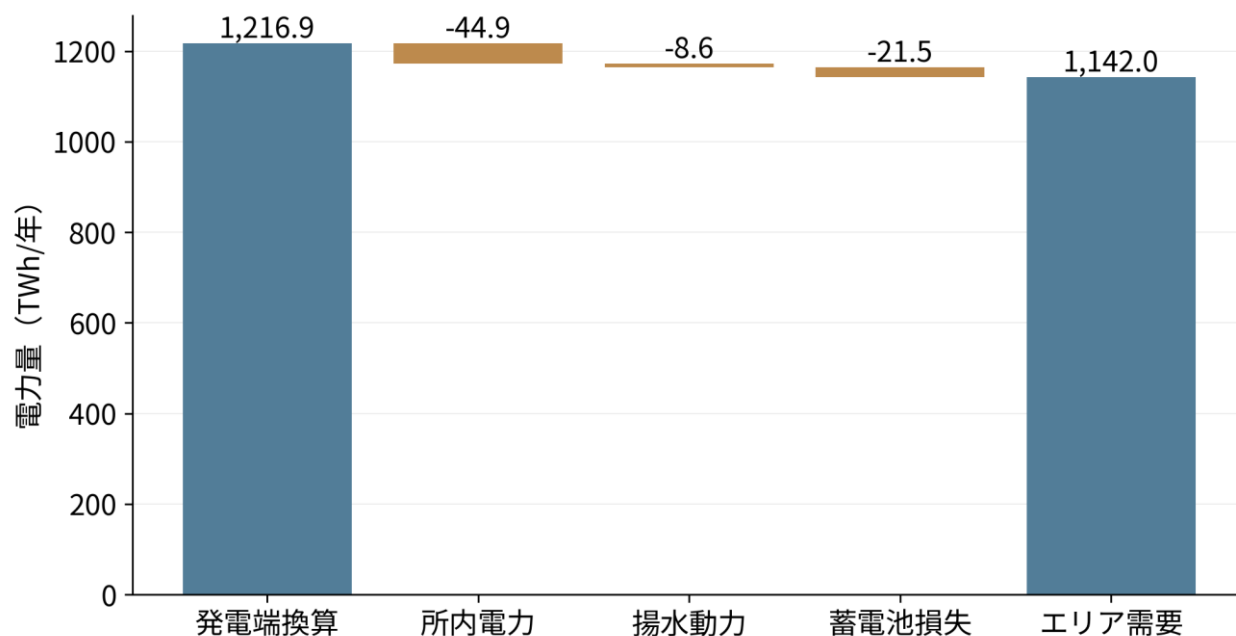


図9 発電端電力量から需要までの収支

CCS の蒸気抽気等による効率低下は燃料投入量に反映しており、所内電力には計上していない。

5.3 火力の運転とバックアップ

②エネ基対応ケースの CCS 付き火力は年間 290.767TWh を供給する。送電端定格容量を分母とする設備利用率は、石炭 60.18%、LNG80.35%となる。設備利用率上限は 85%としたが、計算結果はこれを下回った。

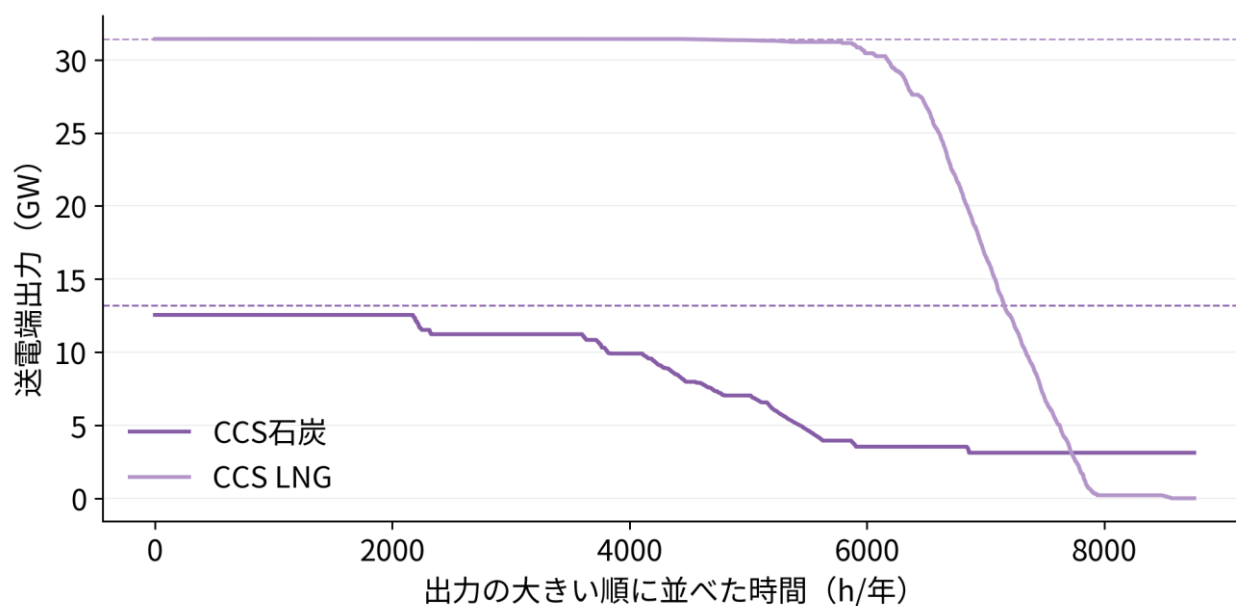


図10 CCS 付き火力の出力持続曲線

各電源の出力を大きい順に並べたもの。

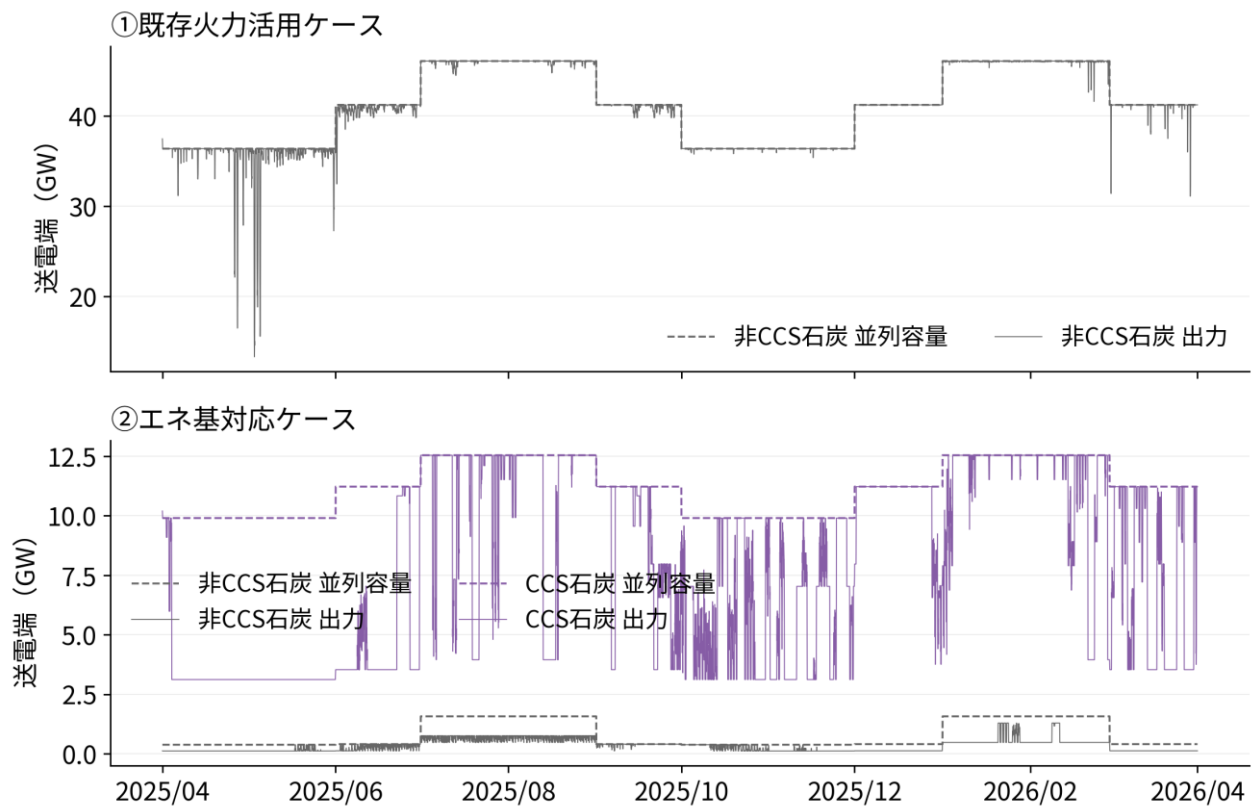


図 11 石炭火力の並列容量と実際の出力

保有する設備容量のうち、運転期間に割り当てた並列容量、および、実際の発電出力を示した。運転の立上げ・停止には所要時間に関する制約を与えている。

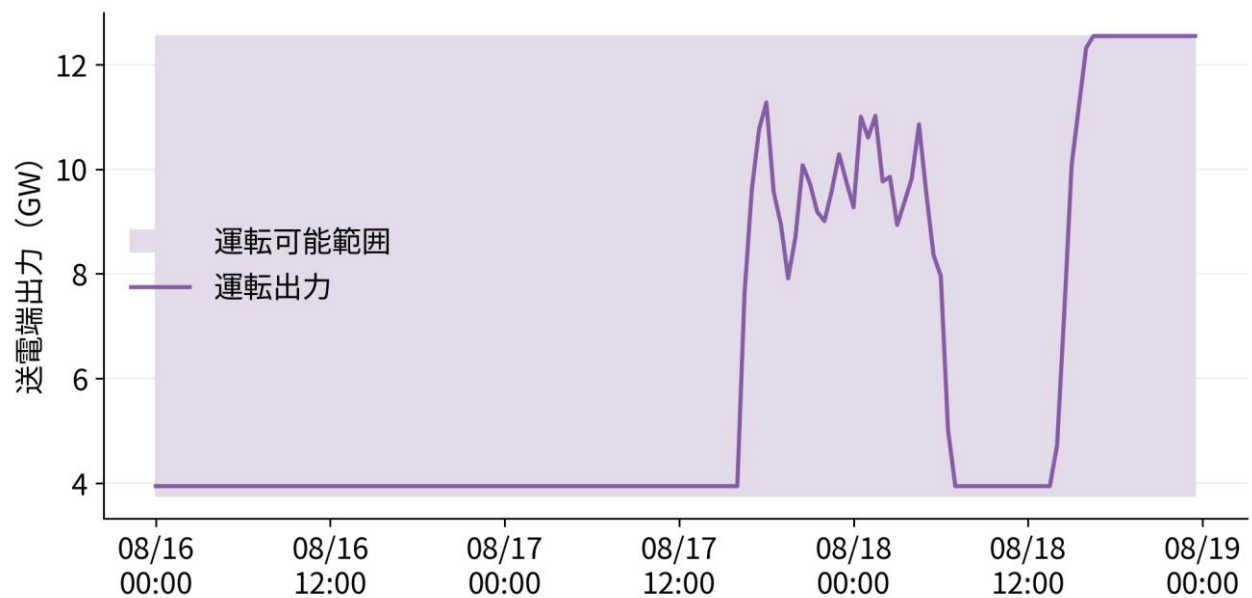


図 12 石炭火力の負荷変化の例

図の時間帯を通じて、最低出力と出力変化速度の制約が適用されている。個別機ではなく地域別の集約された設備容量への制約である。

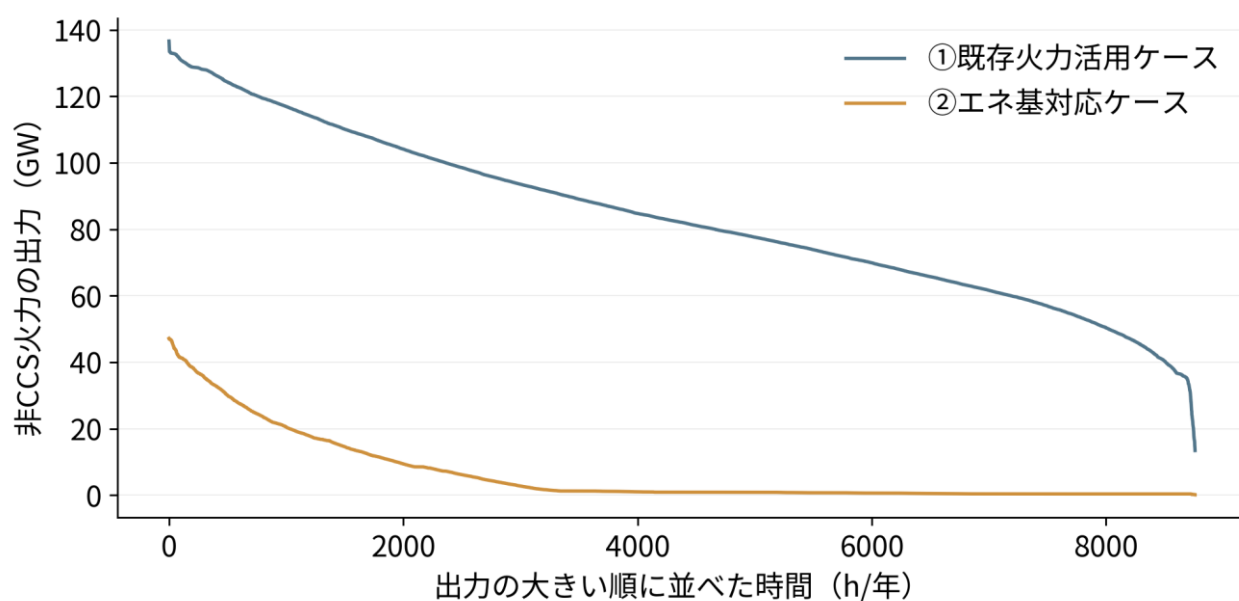


図 13 非 CCS 火力の出力持続曲線

①既存火力活用ケースでは非 CCS 火力が主な供給を担い、②エネ基対応ケースでは補完・バックアップとして運転する。

②エネ基対応ケースの非 CCS 火力は年間 56.115TWh を供給し、全国同時の最大出力は 47.164GW となる。最大出力の日時は基準年の 2026-02-08 18:30 である。地域別最大値の合計 47.444GW は、各地域の最大が同時とは限らないため、全国同時最大値とは異なる。

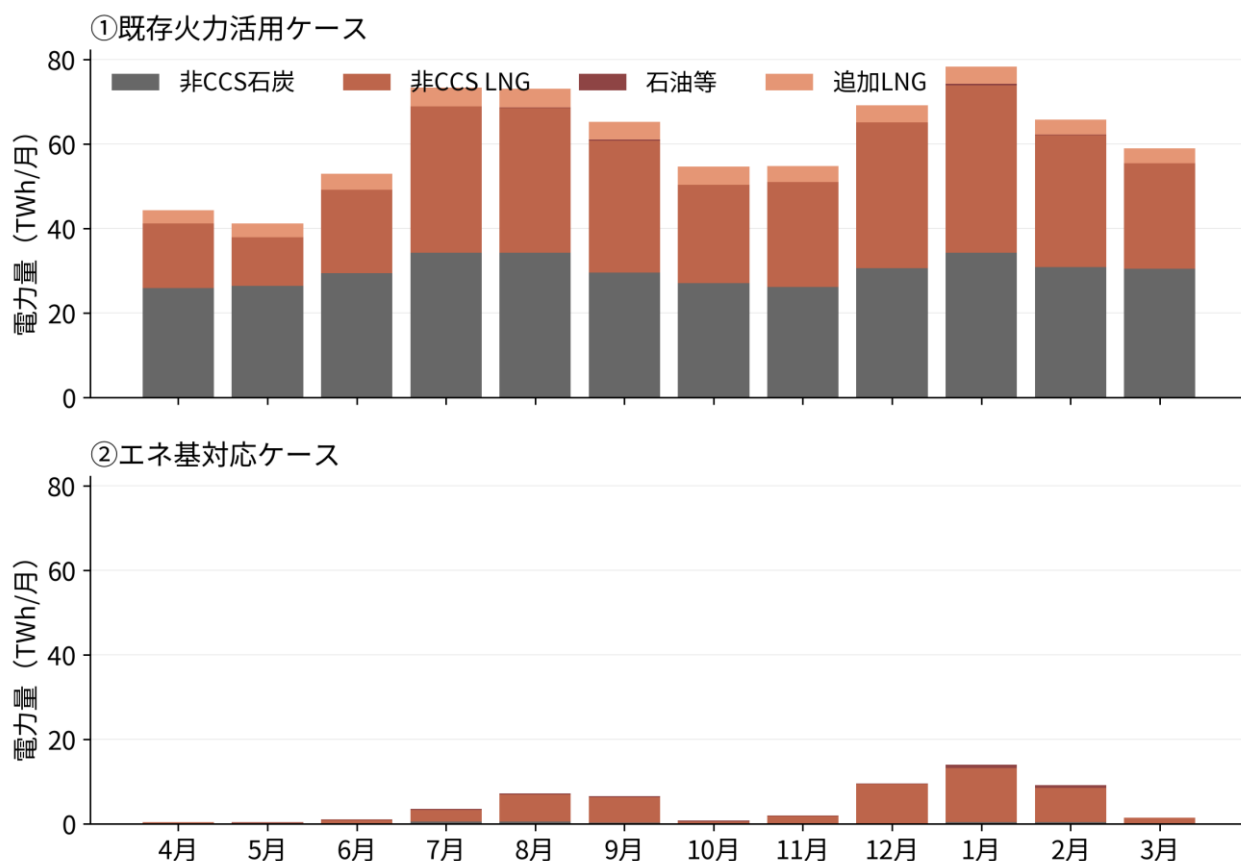


図 14 非 CCS 火力の月別発電量

凡例の追加 LNG は、通常供給の不足を補うため建設する LNG 複合火力を指す。供給余力確保分は通常運転では発電しないと本稿では想定している。

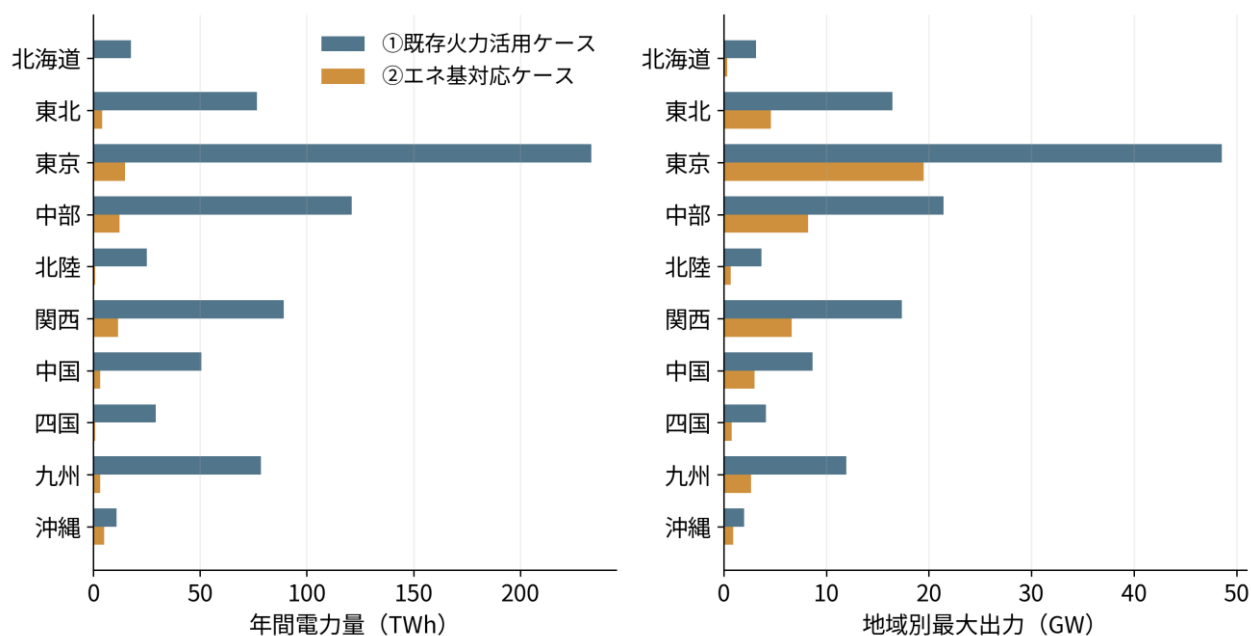


図 15 地域別の非 CCS 火力の発電量と最大出力

地域配分は燃料別実績発電量による代理値であり、発電所別配置の精査によって変わり得る。

非 CCS 火力の設備容量がどの程度必要になるのか、計算結果に依存しない簡単な点検として、非 CCS 火力以外の発電可能量を最大限使用し、地域間融通に制限がなく、貯蔵設備が満充電で損失なく利用できる場合も調べた。検討した連続期間の中では、2026-02-07 からの 120 時間に

について、非 CCS 火力が少なくとも平均 26.87GW 必要となる。この値は有利な想定に基づく容量の下限であり、実運用に十分な容量ではない。

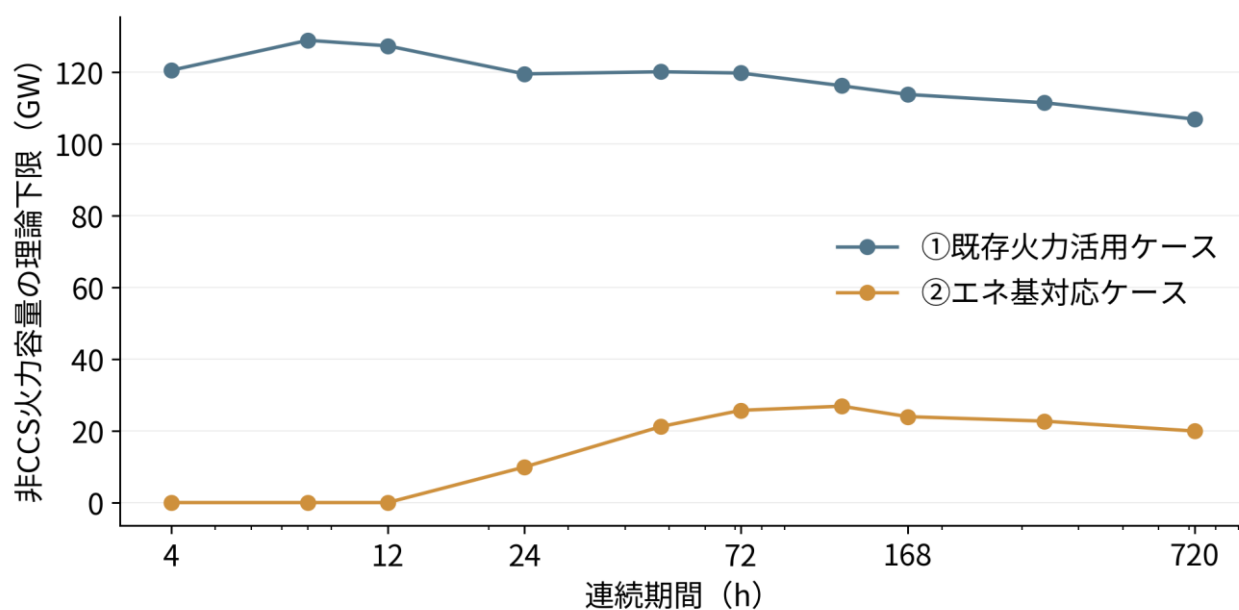


図 16 連続する供給不足から求めた非 CCS 火力容量の下限

各期間長について、最も大きい累積不足から満充電の蓄電池・揚水の電力量を差し引く。送電制約と充放電損失を無視するため、必要量を小さく評価する方向の点検である。

5.4 蓄電、地域間融通と供給余力

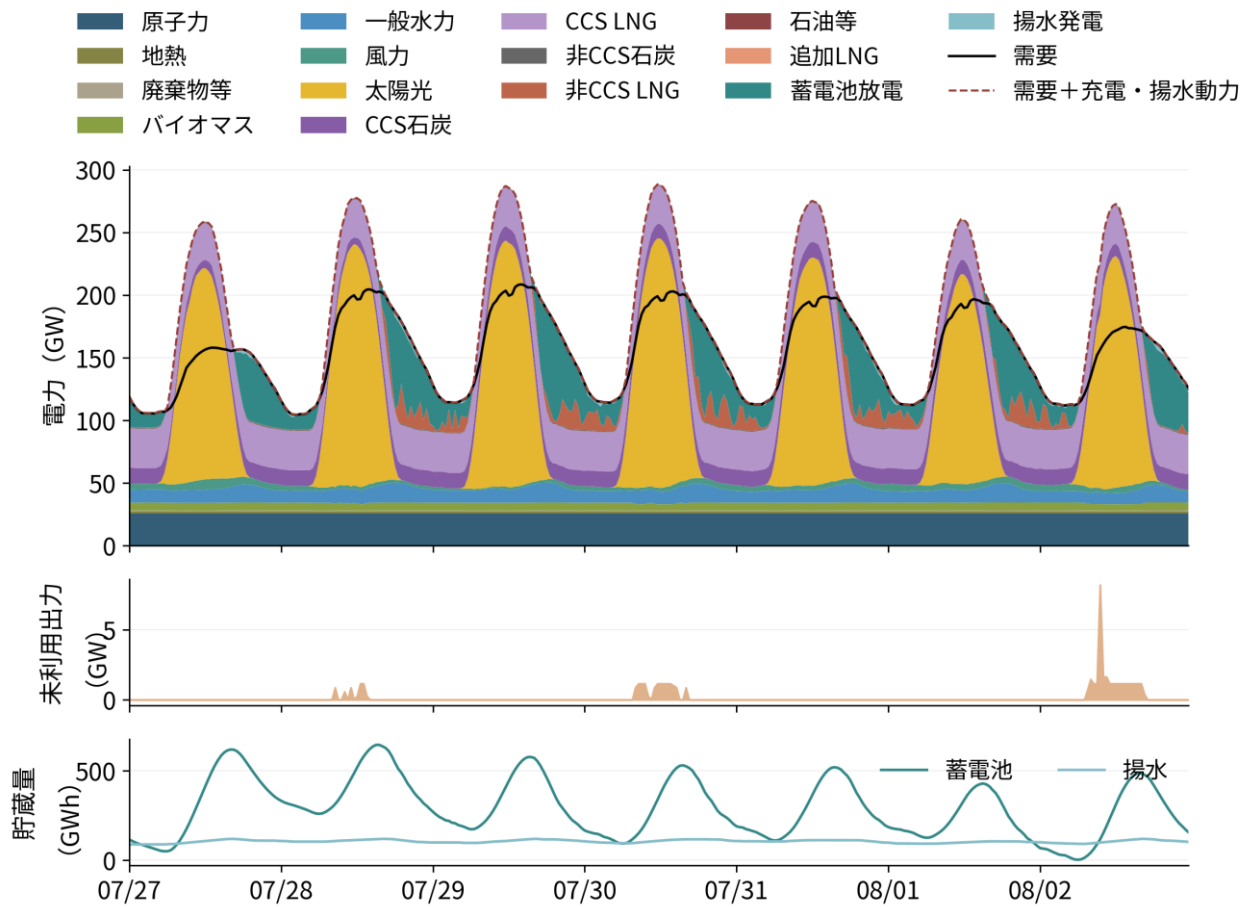


図 17 ②エネ基対応ケースの夏季の全国需給

需給計算の様子を示す例。上段は供給、中央は発電可能量の未利用分、下段は交流側で取り出せる貯蔵電力量を示す。需要を上回る供給は充電・揚水動力に使われる。

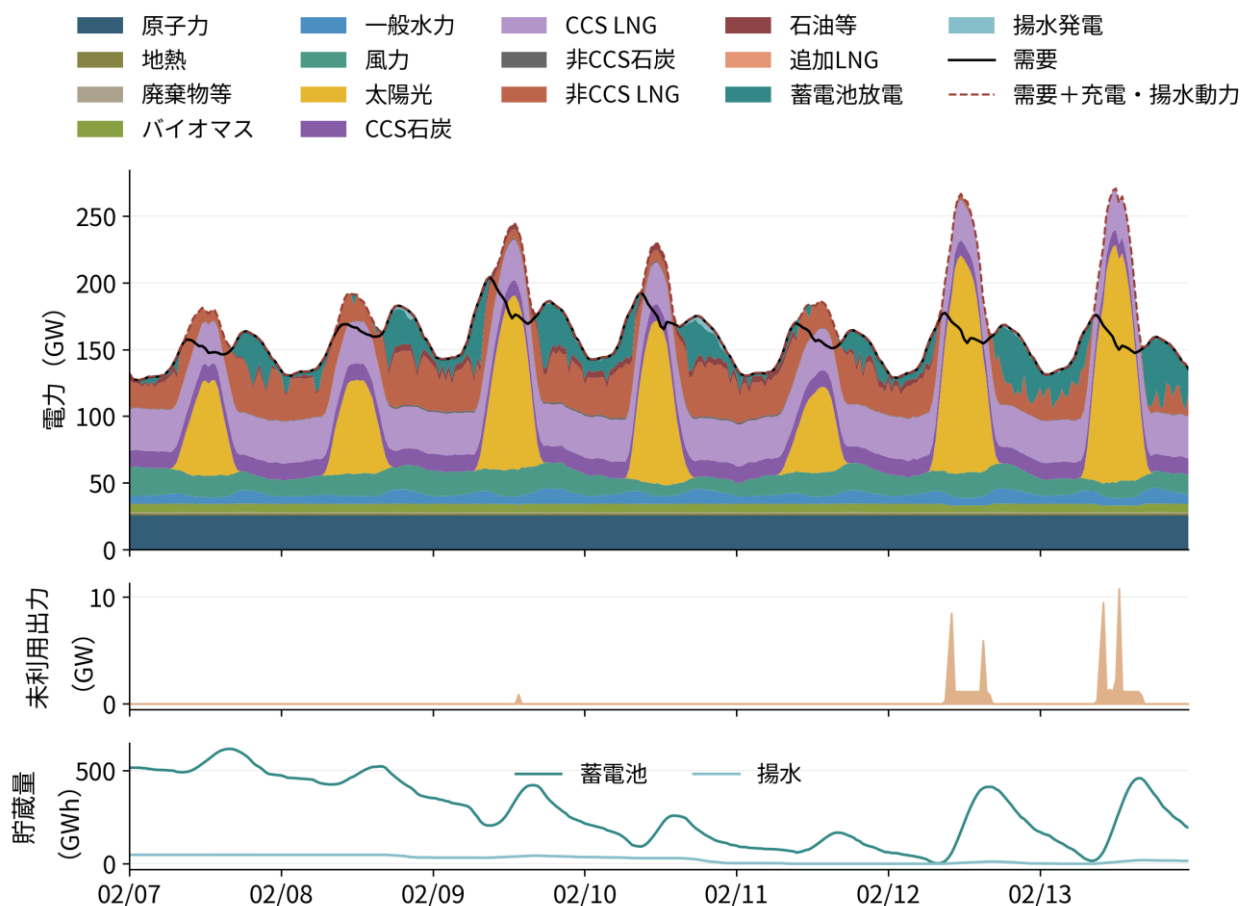


図 18 ②エネ基対応ケースの非 CCS 火力以外の供給が少ない期間の全国需給

需給計算の様子を示す例。この例では非 CCS 火力が多く利用される結果となった。

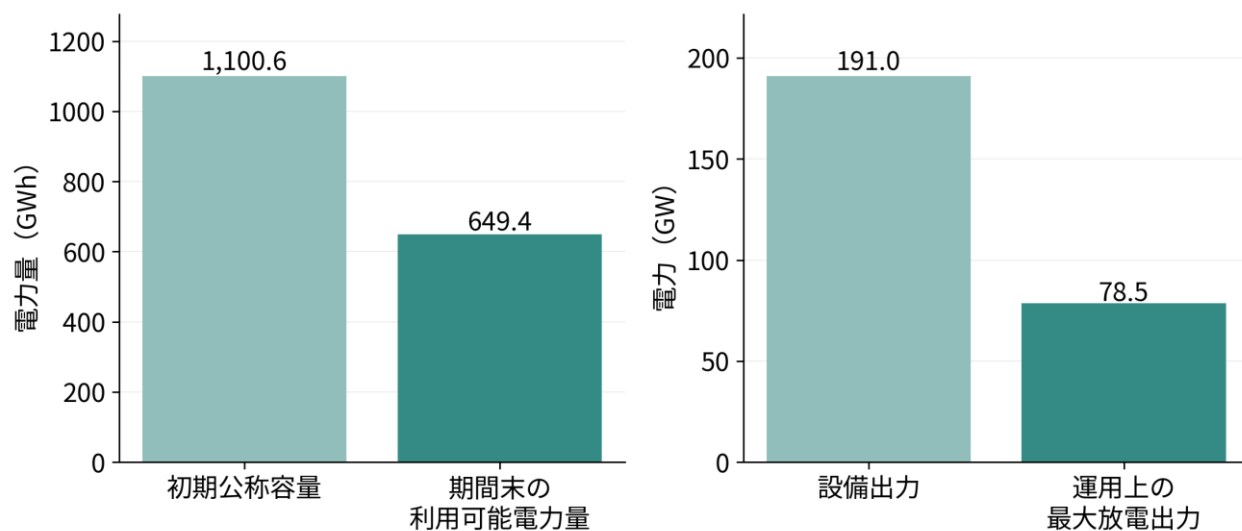


図 19 蓄電池の電力量容量と出力

計算の結果、②エネ基対応ケースの蓄電池は年間 143.41TWh を充電し、121.90TWh を放電した。差の 21.51TWh が往復損失である。最大放電出力は 78.55GW であった。

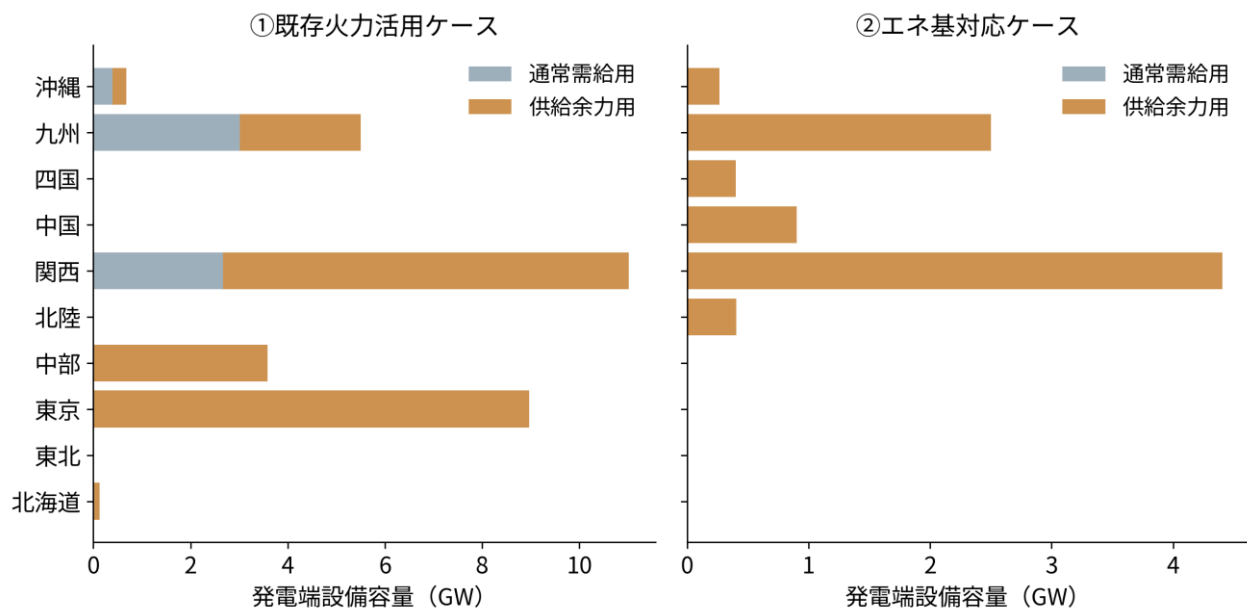


図 20 通常供給と供給余力のための追加 LNG 複合火力

容量は発電端に換算する。供給余力は通常の運用解を固定した事後点検であり、通常供給用設備の立地と同時最適化した値ではない。

通常供給のための追加 LNG 複合火力は、①既存火力活用ケースで 6.075GW、②エネ基対応ケースで 0.000GW となる。さらに供給余力の点検による追加量は、それぞれ 23.799GW、8.881GW である。いずれも発電端容量であり、費用にはこの全容量の建設費と固定維持費を含める。

地域別に、代表的な 10 期間を選定して、需給のバランスを補遺 E に示す。全国での集計よりもより解像度の高い形で、モデルの挙動が確認できる。

5.5 CO₂排出と回収・貯留

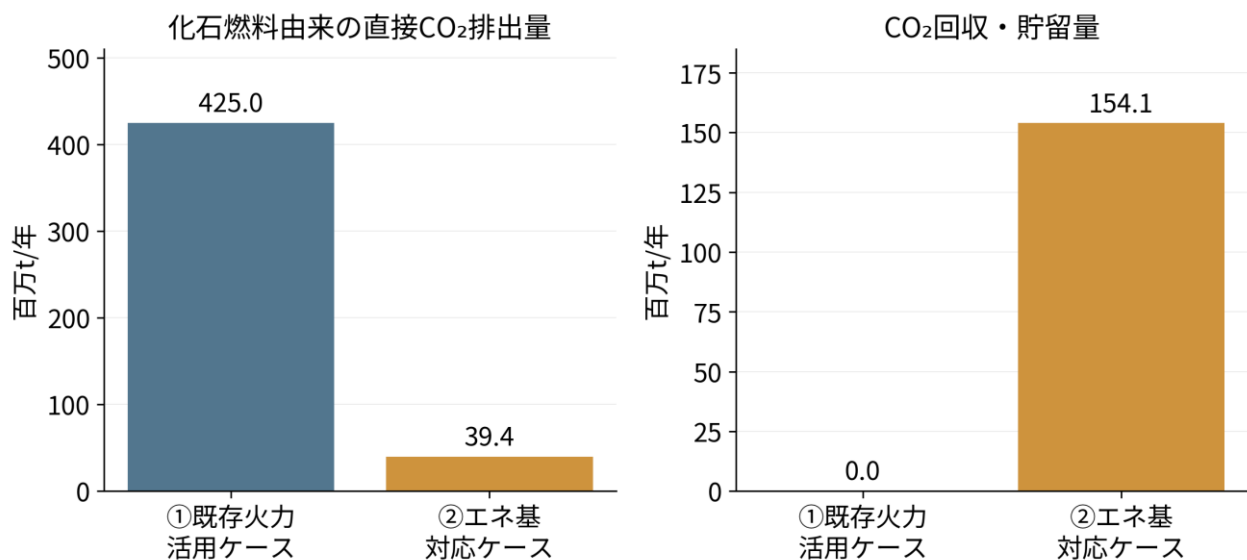


図 21 化石燃料由来の直接 CO₂排出量と回収・貯留量

石炭・LNG・石油の燃焼と起動準備用油を対象とする。バイオマスの燃焼 CO₂は計上しない。廃棄物中の化石由来炭素、設備製造、燃料採掘・輸送、メタン漏洩などは評価範囲に含まない。

②エネ基対応ケースの直接 CO₂排出量は 39.405 百万 t/年であり、①既存火力活用ケースから 90.7%減少する。回収後にも残る排出と非 CCS 火力の運転があるため、ゼロエミッションにはならない。回収・貯留量は 154.137 百万 t/年となる。

この回収量を処理できる輸送・貯留設備が国内外で確保されることを本稿では想定している。ただし対象とする CO₂の量が膨大であるためにこの実現可能性については別途検討が必要である。

6 費用想定に関する感度分析

6.1 化石燃料が高価格の場合

石炭・LNG を 2026 年 7 月の輸入価格に置き換え、同じ運転量に対する費用を集計する。両燃料を同じ観測月の価格にそろえ、燃料諸経費と石油価格は基準値を維持する。価格変化による運転順位の変更は再最適化しないため、価格高騰下の最小費用ではなく、設備と運転量を固定した費用感度である。

高燃料価格では、①既存火力活用ケースが 19.493 兆円/年、②エネ基対応ケースが 34.185 兆円/年となる。差額は 14.692 兆円/年である。

6.2 CCS 回収設備費の資料差

電中研 EX22013 の回収設備費 6.9 万円/kW（石炭）および 5.3 万円/kW（LNG）を用いる場合も集計する。[15] 比較のため回収能力の換算方法と維持費率をそろえ、政府資料の 43.9 万円/kW および 12.2 万円/kW に対する比率で回収設備投資とその年額費用を変更する。燃料消費、CO₂回収量および輸送・貯留単価は変えない。

この想定では、CCS 回収設備の追加投資は 3.560 兆円となり、②エネ基対応ケースの年間費用は 30.699 兆円となる。中心値からの減少は 0.943 兆円/年であり、①既存火力活用ケースとの差は 15.225 兆円/年である。

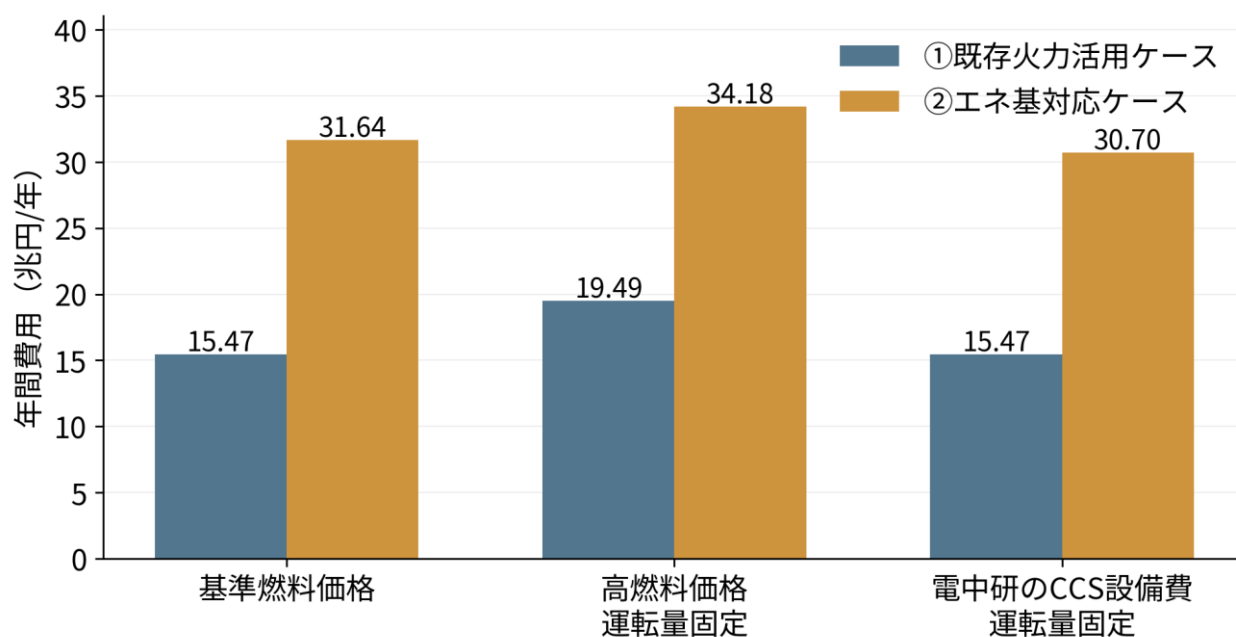


図 22 燃料価格と CCS 回収設備費による年間費用の変化

運転量を固定した費用感度。

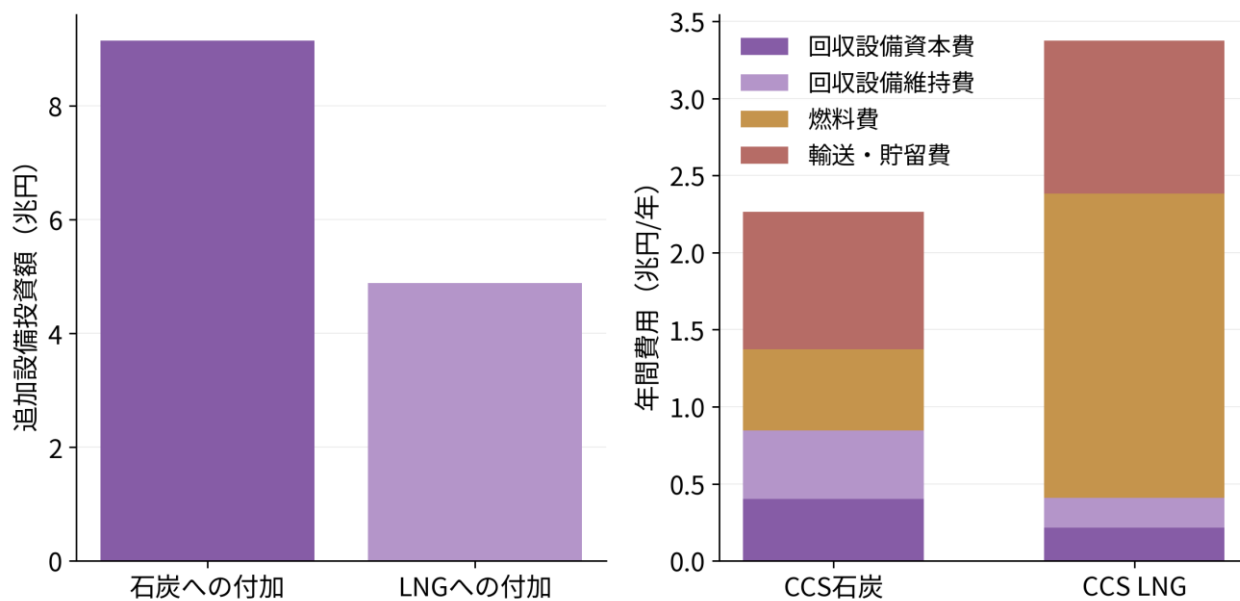


図 23 CCS 改造投資と CCS 付き火力の年間費用の内訳

②エネ基対応ケースの計算結果。左は回収設備への追加投資、右は年間費用。右の燃料費は発電と回収に必要なエネルギーを含む。既存の発電本体の資本費・維持費は右図では表示していない。

7 解釈上の留意点と結論

7.1 評価の限界

第一に、需要と再生可能エネルギーの発電可能量は1年分に限られ、年間の推移を完全に予見できるとする。8%の供給余力の点検も、気象・需要・故障の確率分布に基づく供給信頼度評価ではない。追加設備の必要量を実際の計画へ用いるには、複数年の変動と故障、燃料制約を含めた評価が必要である。

第二に、火力は地域別の連続容量で表す。石炭には起動・停止と出力変化の制約を設けるが、個別機の起動停止最適化ではない。季節運転期間の固定は運転の自由度を狭める一方、連続容量近似とLNGの起動状態の省略は自由度を広げる。

第三に、設備の地域配分、洋上風力の発電特性、一般水力・揚水の貯水能力は粗い近似を含む。地域内送配電網は明示的に扱えていない。大量導入により追加で必要となる未計上の送配電設備費は、費用差を拡大させる要因となるが、その金額は本稿から求められない。

第四に、CCSは国内既設設備の改造設計に基づくものではなく、想定は、回収設備費、効率低下、部分負荷での回収性能、輸送・貯留費に渡って、全ては不確かである。蓄電池は、期間末に交流側で確保する容量の定義が投資額へ大きく影響する。また費用想定は、国内の異なる年次の資料を組み合わせた代表的な単価に基づいている。インフレの補正もしていない。

第五に、既存設備については、参考資本費と通常維持費を計上しているが、これは個別設備の大型改修費を考慮したものではない。これについては、設備寿命と延命投資、対象炉の再稼働工事、休止火力の復旧工事を積み上げることで、推計する余地がある。

7.2 結論

同じ年間需要1,142TWhに対して運用を最適化すると、年間費用は①既存火力活用ケースで15.47兆円、②エネ基対応ケースで31.64兆円となり、差額は16.17兆円となる。太陽光と蓄電池の固定費が費用差の大きな部分を占める。

補遺 A 入力データと地域別設備想定

A.1 時系列データの出所と加工

一般送配電事業者 10 社の 2025 年度エリア需給実績から、2025 年 4 月 1 日 0 時～2026 年 3 月 31 日 23 時 30 分の 30 分平均電力を使用する。[25]～[34]に各社の取得先を示す。基礎データは 2026 年 9 月 17 日に取得した。中部は月別 CSV を含む ZIP、他地域は月別 CSV を用いる。出力の MW を 1,000 で除して GW へ直し、30 分値の合計に 0.5 時間を乗じて電力量を求める。

日時は日本標準時にそろえる。九州の終了時刻表示は対応する区間の開始時刻へ直す。北海道・沖縄の月末の空欄テンプレート行を除き、主要項目である需要・太陽光・風力は各地域 17,520 時点がそろそろ。風力に含まれた微小な負値 4 件をゼロへ補正する。四国の地熱、蓄電池、その他の一部にある分類上の空欄はゼロとする。

太陽光・風力の発電可能量は、公表発電量に公表出力制御量を戻して求める。一般水力は出力実績、地熱とバイオマスは年間発電量に相当する平均出力、廃棄物等の実績の時間変動を利用する。地熱と原子力は固定出力、バイオマスは平均出力を上限とする可変出力である。発電可能量の出典と、実際に使用する発電量を定める運用モデルを区別する。

表 8 設備量と発電可能量の換算に用いる利用率

電源	採用利用率 (%)	意味
太陽光	14.4797	全国の実績と採用容量による換算値。出力制御前の発電可能量に用いる。
風力	23.1721	陸上・洋上を合算した代理値。両方式の発電特性を独立に評価しない。
一般水力	34.3477	基準年の出水・運転に対応する換算値。
地熱	57.5389	一定出力に換算して使用する。
バイオマス	50.4072	一定の発電可能量に換算し、運用ではこの上限以下とする。
原子力	80.0000	既存 33 基を共通に使用する本稿の想定。
CCS 付き火力	85.0000	送電端定格容量を分母とする年間上限。実績や必達値ではない。

これらはすべて同質な全国実測値ではない。設備量の母集団と公表需給実績の集計範囲には違いがあり、将来の地域別設備立地も未確定である。特に洋上風力は新規海域の発電特性を取得していないため、基準年の地域別風力を代理使用した結果として解釈する。

A.2 地域配分

表 9 共通需要・原子力と②エネ基対応ケースの再エネ・蓄電池

地域	需要 TWh/年	原子力 GW	太陽光 GW	風力 GW	蓄電池 GW
北海道	39.603	2.070	9.381	9.072	6.624
東北	104.783	2.750	33.570	15.940	17.525
東京	370.297	9.312	73.705	3.492	61.932
中部	170.904	3.617	45.894	2.084	28.584
北陸	36.415	1.746	4.973	0.548	6.091

地域	需要 TWh/年	原子力 GW	太陽光 GW	風力 GW	蓄電池 GW
関西	185.038	7.738	27.960	0.977	30.948
中国	75.714	0.820	27.792	1.094	12.663
四国	33.517	0.890	12.202	1.798	5.606
九州	114.361	4.140	45.278	2.943	19.127
沖縄	11.368	0.000	1.515	0.048	1.901
全国	1,142.000	33.083	282.270	37.996	191.000

原子力は対象炉の接続地域へ配置する。蓄電池は地域別需要電力量比、火力は燃料別発電電力量比、揚水は基準年の地域別最大出力を基礎に配分する。各電力会社の所有容量を、そのまま地域の供給力として割り当てたものではない。原子力の地域容量は、北海道 2.070GW、東北 2.750GW、東京 9.312GW、中部 3.617GW、北陸 1.746GW、関西 7.738GW、中国 0.820GW、四国 0.890GW、九州 4.140GW、沖縄ゼロである。[19]

表 10 ②エネ基対応ケースの既存火力の送電端容量（GW）

地域	CCS 石炭	CCS LNG	非 CCS 石炭	非 CCS LNG	石油等
北海道	0.649	0.283	1.457	0.367	0.911
東北	2.151	3.536	4.829	4.587	0.739
東京	2.669	15.034	5.993	19.507	4.135
中部	1.516	6.354	3.403	8.244	0.724
北陸	0.852	0.204	1.913	0.265	0.230
関西	1.154	3.821	2.592	4.957	1.427
中国	1.454	0.787	3.264	1.021	1.673
四国	0.941	0.224	2.114	0.291	0.289
九州	1.543	0.976	3.464	1.267	1.239
沖縄	0.273	0.204	0.613	0.264	0.247

CCS 改造の対象容量と、非 CCS で残す容量は互いに重ならない。改造後の送電端容量は、改造前の発電端容量に通常の送電端比率と効率低下比を乗じて求める。石炭は $0.944 \times 28/40$ 、LNG は $0.978 \times 43.7/50$ である。

A.3 地域間の方向別送電容量

表 11 地域間送電の運用上限（GW）

順方向の表記	①既存火力活用 ケース・順方向	①既存火力活用 ケース・逆方向	②エネ基対応 ケース・順方向	②エネ基対応 ケース・逆方向
北海道→東北	1.000	1.200	4.000	4.200
東北→東京	8.500	6.300	12.500	10.300
東京→中部	3.000	3.000	4.350	4.350
中部→共通接続点	3.100	3.290	4.550	4.645

順方向の表記	①既存火力活用 ケース・順方向	①既存火力活用 ケース・逆方向	②エネ基対応 ケース・順方向	②エネ基対応 ケース・逆方向
北陸→共通接続点	4.350	3.090	4.350	3.090
関西→共通接続点	3.290	3.100	4.645	4.550
関西→中国	4.700	4.850	4.700	4.850
関西→四国	0.000	1.400	0.000	1.400
中国→四国	1.200	1.200	1.200	1.200
中国→九州	0.550	2.780	1.950	4.180

基本容量は、OCCTO の 2026～2035 年度の運用容量資料の長期値を用いる。[11、p.20] 中部・北陸・関西の三地域間については 2030 年度以降の数値が未確定であるため、2029 年度のフェンス値を基礎とする。共通接続点は需要・発電を持たず、三地域から流入する電力の和をゼロとする仮想的な接続点である。

北海道一東北、東北一東京、周波数変換設備、関門の追加容量は、それぞれマスタープランの 6GW、8GW、2.7GW、2.8GW の 50%を加える。[18、pp.19、22-24] 中部と関西は、基準の三地域間上限から計画の 6GW へ向けて半分だけ拡大する。北陸の上限は据え置く。設備停止時の運用容量、季節別上限、N-1 潮流は再現しない。

補遺 B 費用設定の出典と計算方法

B.1 再生可能エネルギー等の設備費

太陽光：[13、pp.12–15]の地上設置型の設備費平均 20.3 万円/kW に、造成費平均 1.84 万円/kW と接続費平均 2.15 万円/kW を加える。固定維持費は 0.53 万円/kW 年である。費目の対象標本は必ずしも同一でなく、屋根置きと地上設置の全国構成比による加重平均でもない。

陸上風力：[13、pp.37–40]の 7,500kW 以上の案件の中央値から、建設費 31.2 万円/kW、固定維持費 1.16 万円/kW 年を採用する。対象を一定規模以上にそろえ、小規模案件の影響を避ける。立地、道路、接続設備の違いは別に表現しない。

洋上風力：[13、p.46]の国内 4 案件の平均から、建設費 77.9 万円/kW、固定維持費 2.6 万円/kW 年を採用する。着床式・浮体式や海域条件を網羅した値ではなく、費用標本と代理使用する発電特性の標本も一致しない。

一般水力：[13、pp.64–69]の 5～30MW の新設平均から、建設費 75.0 万円/kW、固定維持費 1.3 万円/kW 年を採用する。既設の大規模ダムを同じ単価で更新できるという意味ではなく、新規開発可能量もこの単価からは評価できない。

地熱：[13、pp.58–60]の小規模設備の中央値を参考に、建設費 167 万円/kW、固定維持費 7.3 万円/kW 年を採用する。地質調査、試掘、生産井・還元井の費用は地点によって大きく異なり、大規模設備の全国平均として確定した値ではない。

バイオマス：[13、pp.75–77]の未利用材 2MW 以上の平均から、建設費 52.5 万円/kW、固定維持費 4.7 万円/kW 年、燃料費 1,301 円/GJ を採用する。木質ペレット、PKS、一般木材等を燃料別に積み上げた全国加重平均ではない。

廃棄物等：[13、pp.76–77]の建設資材廃棄物の区分を参考に、建設費 60.3 万円/kW、固定維持費 7.3 万円/kW 年、燃料費 356 円/GJ を代理適用する。需給実績の「その他」と完全に同じ分類ではない。受入料金や廃棄物処理事業との費用配分は評価していない。

バイオマスの燃料単価から kWh 当たり費用への換算には、公的モデルの 6.3MW 設備の年間燃料投入 66,316t、燃料発熱量 13.21GJ/t、設備利用率 87%、所内率 16%を用いる。[14] 年間の送電端発電量に 0.0036GJ/kWh を乗じ、年間投入熱量で除すと効率 16.5739%となる。これを用いた燃料費はバイオマス 28.259 円/kWh、廃棄物等 7.733 円/kWh である。87%は効率算定用の参照モデルの利用率であり、運用モデルの年間利用率へ転用しない。

B.2 火力・原子力・揚水の固定維持費

表 12 火力本体の固定維持費の入力値 [14、pp.13–15]

項目	石炭	LNG	石油等
モデル容量 (万 kW)	70.0	60.0	40.0
人件費 (億円/年)	5.8	4.6	1.9
建設費 (万円/kW)	26.5	26.8	29.3
修繕費率 (%/年)	2.0	2.4	1.8
諸費率 (%/年)	2.3	1.1	0.9
業務分担費率 (%)	12.5	14.0	9.3

億円/年を万 kW で除すと、数値はそのまま万円/kW 年となる。建設費に修繕費率と諸費率を乗じ、人件費単価を加えた直接費に業務分担費を加算する。業務分担費は本社等の共通費用であり、設備利用率や効率の補正ではない。

表 13 火力本体の維持費の換算

設備	計算式（万円/kW 年）	結果
石炭	$[5.8 \div 70 + 26.5 \times (0.020 + 0.023)] \times 1.125$	1.375152
LNG	$[4.6 \div 60 + 26.8 \times (0.024 + 0.011)] \times 1.140$	1.156720
石油等	$[1.9 \div 40 + 29.3 \times (0.018 + 0.009)] \times 1.093$	0.916590

原子力の参考設備単価は本体 45.8 万円/kW と追加安全対策費 14.225 万円/kW を合わせた 60.025 万円/kW とする。固定維持費は、120 万 kW モデルの人件費 22.5 億円/年、修繕費率 1.7%、諸費 109.5 億円/年、業務分担費率 13.1% から、 $[22.5 \div 120 + 45.8 \times 0.017 + 109.5 \div 120] \times 1.131 = 2.124697$ 万円/kW 年となる。[14、pp.30–31] 安全対策を含む設備価値全体へ修繕費率を乗じる方法ではない。

揚水の参考設備費 92.5 万円/kW と維持費は、34.2 万 kW の公的モデルを参照する。[5、pp.16–17] 人件費 2.6 億円/年を容量で除し、修繕費 0.05 万円/kW 年と諸費 0.20 万円/kW 年を加えると 0.326023 万円/kW 年となる。費用は運用可能出力 20GW ではなく、保有容量 27.34GW に適用する。

B.3 CCS 設備の差額と回収能力への換算

表 14 発電本体と CO₂回収設備の費用境界

資料・燃料	発電本体 万円/kW	回収設備 万円/kW	両者の合計 万円/kW
政府 2025 年・石炭 [14]	26.5	43.9	70.4
政府 2025 年・LNG [14]	26.8	12.2	39.0
電中研 2023 年・石炭 [15]	24.4	6.9	31.3
電中研 2023 年・LNG [15]	16.3	5.3	21.6

表の合計は、同じ行の発電本体と回収設備を算術的に加えた値であり、輸送・貯留施設を含む全事業費ではない。合計から本体費を差し引けば回収設備費を取り出せる。異なる資料同士で本体費を差し引くと、年次、設備仕様、費用範囲の違いまで改造費に混入するため、そのような差額は用いない。電中研の値は報告書の表 2.7 を参照し、同表が政府の 2021 年発電コスト検証を基礎としている点に留意する。[15]

表 15 CO₂回収能力による改造投資の換算

換算に用いる量	石炭	LNG
参照発電設備の容量 (GW)	0.7000	0.6000
参照回収設備の投資額 (兆円)	0.3073	0.0732
参照回収量：利用率 70% (百万 t/年)	2.8500	1.0600
参照の通年相当回収能力 (百万 t/年)	4.0714	1.5143
必要な通年相当回収能力 (百万 t/年)	121.2514	101.0222

換算に用いる量	石炭	LNG
回収能力の比（倍）	29.7810	66.7127
回収設備への追加投資（兆円）	9.1517	4.8834
改造前容量当たり換算単価（万円/kW）	45.8042	13.2839

$$\text{改造投資額} = \text{参照回収設備費} \times \text{本稿の定格回収能力} \div \text{参照設備の定格回収能力}$$

本稿の定格回収能力は、送電端定格出力を送電端効率で除して燃料投入熱量を求め、燃料別CO₂係数と回収率 90%を乗じて算定する。通年相当値は定格能力を 8,760 時間利用した量であり、実際の年間回収量ではない。運転を絞っても同じ最大出力を処理できる回収設備が必要であるため、設備投資は実際の稼働率で減らさない。比例換算であり、規模の経済や各地点の施工費は別に推定していない。

回収設備の維持費率は、石炭が（修繕費 2.0% + 諸費 2.3%）× 1.125 = 4.8375%/年、LNG が（2.4% + 1.1%）× 1.140 = 3.9900%/年である。[14、p.21] 発電本体の人件費は本体側へ計上し、回収設備側で同じ費用を重複加算しない。回収設備特有の追加人員等がこの代理評価で十分かどうかは、個別改造案件の精査を要する。

表 16 CCS に伴う費用の計上範囲

費用	計上方法	他項目との関係
既存発電本体	共通参考資本費と本体維持費	新設本体の建設費を追加投資へ重ねない。
回収用のエネルギー	低下した送電端効率による燃料費	別の回収変動費として再加算しない。
回収設備	定格回収能力による投資と固定維持費	運転量が減っても設備費は維持する。
輸送・貯留	年間回収量 × 12,239 円/t	役務単価に含む設備費を別に加えない。

B.4 蓄電池の容量定義と費用

表 17 蓄電池の容量と費用の換算

項目	数値・式	意味
設備出力	191GW	交流側で一度に充放電できる電力。
利用可能電力量	$191 \times 3.4 = 649.4\text{GWh}$	期間末に交流側へ取り出せる電気の量という設計想定。
放電深度	80%	公称容量のうち日常的に使用する範囲。
期間末の容量維持率	80%	経年劣化後に残る公称容量の割合。
放電効率	$\sqrt{0.85} = 92.20\%$	電池内部のエネルギーを交流側へ取り出す際の換算。
初期公称容量	$649.4 \div 0.8 \div 0.8 \div \sqrt{0.85} = 1,100.583\text{GWh}$	期間末の利用可能電力量を確保するために設置する容量。
公称容量当たり費用	6.8 万円/kWh	システム 5.4 万円/kWh + 工事 1.4 万円/kWh。[6、p.25]
出力当たり換算単価	39.183064 万円/kW	上記の公称容量と 191GW から求める。
追加投資	$190.34 \times 39.183064 \times 0.01 = 74.581044$ 兆円	既存 0.66GW を除く追加分。

項目	数値・式	意味
固定維持費	$191 \times 0.7 \times 0.01$ = 1.337 兆円/年	全保有出力に適用する。[5、p.25]

GW と万円/kW の積を兆円へ換算する係数は 0.01 である。出力当たり単価 39.183064 万円/kW は 3.4 時間という容量想定に結びついており、容量の異なる蓄電池へそのまま適用できない。評価期間 20 年と容量維持率 80% は個別案件の保証仕様を網羅した値ではなく、電池交換・補機交換・実際の劣化速度の精査が残る。

B.5 燃料・排出・年額化の諸元

表 18 燃料投入量と CO₂排出量の換算

項目	石炭	LNG	石油等
高位発熱量	25.7GJ/t	54.6GJ/t	41.63GJ/kL
燃料諸経費	2,300 円/t	3,100 円/t	21,800 円/kL
CO ₂ 係数 (t/GJ)	0.0906	0.0495	0.0733
非 CCS 送電端効率 (%)	40.0	50.0	37.128
CCS 送電端効率 (%)	28.0	43.7	対象外
通常の所内率 (%)	5.6	2.2	4.8
CCS 付きの所内率 (%)	9.3	5.9	対象外

発熱量、燃料諸経費、CO₂係数および所内率は[14][16]を参照する。送電端効率の CCS 低下幅は[9][10]による。効率の低下と所内率の増加は別の量であり、抽気によるタービン出力の減少まで所内電力として再度差し引かない。燃料投入量は送電端電力量を効率で除して求め、発電端換算量は送電端電力量を 1－所内率で除して求める。

原子力の核燃料サイクル費は、政府モデルの発電端 1.9 円/kWh を所内率 4% で換算した 1.979167 円/kWh とする。[14] 石油 CIF 価格は、2025 年の輸入金額 9,622,292,104 千円を輸入数量 137,175,857kL で除し、千円を円へ直した 70,145.668 円/kL である。[17]

表 19 実質割引率 3%における年額化係数

評価期間 (年)	資本回収係数 (%)	減債基金係数 (%)	撤去費 5%を含む率 (%)
20	6.7216	3.7216	6.9076
25	5.7428	2.7428	5.8799
40	4.3262	1.3262	4.3925
60	3.6133	0.6133	3.6440

$$a = r \div [1 - (1+r)^{-n}]、b = r \div [(1+r)^n - 1]、年額資本費 = I a + J b$$

I は初期設備投資、J は期間末の撤去・廃止措置費、r は実質割引率、n は評価期間である。最右列は J = 0.05I の場合の a + 0.05b であり、固定維持費を含まない。原子力は J に 6.55 万円/kW を用いる。送電網は公表年額 0.32 兆円を直接用いるため、この係数を重ねて適用しない。

補遺 C 線形計画モデルの定式化と検証

C.1 変数、単位、目的関数

地域を r 、30 分時点をと、電源を g 、連系線を l とし、時間幅 $\Delta t = 0.5$ 時間とする。発電・需要・充放電・融通は GW、貯蔵量は交流側で取り出せる GWh、年間電力量は TWh で表す。年間電力量は $\sum P \Delta t \div 1,000$ で求める。原子力、地熱および廃棄物等の所定出力を F とし、可変出力の合計を $\sum P$ とする。

表 20 主要変数

記号	内容	範囲
P	地域・電源・時点別の送電端発電出力	ゼロ以上、発電可能量または送電端容量以下。
c, d	蓄電池・揚水の充電電力、放電電力	ゼロ以上、設備出力以下。
E	交流側で利用できる貯蔵電力量	ゼロ以上、利用可能電力量以下。
f	方向を定めた地域間送電電力	逆方向上限の負値～順方向上限。
K	通常供給用の追加 LNG 送電端容量	ゼロ以上。第一段階で全国合計を最小化。
q	石炭火力の運転期間別並列容量	設備量の 75%、10%、10% を各上限とする。
K^R	供給余力用の追加 LNG 送電端容量	運用解固定後の点検で求める。

$$\min \sum_r K_r \rightarrow K \text{ を固定して } \min [\sum_{r,t,g} (vg + \lambda eg) P_{rtg} \Delta t + \text{起動準備費}]$$

v は燃料費と、CCS 付き火力では回収量に比例する輸送・貯留費を合わせた変動費、 e は回収後の直接 CO_2 排出原単位、 λ は仮想炭素価格である。最適化内部では費用を百万円へ換算する。
①既存火力活用ケースは $\lambda = 0$ 、②エネ基対応ケースは $\lambda = 100$ 万円/t とする。微小な充放電取引費用を加えて同時充放電を抑える。固定した設備の資本費・維持費は運転順位を変えないため、年間費用の集計で加算する。

通常供給用の追加容量を求める第一段階には、地域間送電、火力の出力変化、貯蔵量、年間利用率など、運用段階と同じ物理制約を置く。最小容量の地域配分に複数の解がある場合、第一段階で得た配分を固定するため、最小容量の全配分の中で第二段階の費用が最小となることまで保証するものではない。

C.2 需給・蓄電・送電の制約

$$F_{rt} + \sum_g P_{rtg} + d^B_{rt} + d^P_{rt} + \text{受電}_{rt} = D_{rt} + c^B_{rt} + c^P_{rt} + \text{送電}_{rt}$$

$$E_t = E_{t-1} + \eta c_t \Delta t - d_t \Delta t, \quad 0 \leq E_t \leq E^-, \quad E_0 = E_{17520}$$

B は蓄電池、 P は揚水を表す。貯蔵量の単位を放電時の交流側電力量に統一し、往復効率 η を充電側にまとめて表す。 η は蓄電池 0.85、揚水 0.70 である。この表現は充電効率と放電効率を別々に持つ式の変数換算に相当する。初期公称容量の費用換算で用いる放電効率 $\sqrt{0.85}$ とは目的が異なる。

$$-\text{逆方向送電上限}_l \leq f_{lt} \leq \text{順方向送電上限}_l$$

各連系線の電力は、一方の地域から差し引き、接続先へ同量を加える。損失は与えない。中部・北陸・関西の共通接続点では、3 本の符号付き電力の合計を各時点でゼロとする。送電の循

環成分がある場合は、各地域の収支と送電上限を保ったまま共通の循環量を除去し、表示する融通量の解釈を明確にする。

c.3 石炭火力と CCS の制約

石炭火力の運転期間区分は、通年、6～9 月・12～3 月、7～8 月・1～2 月の三つとする。地域・燃料区分ごとに選ぶ容量 q に、通常並列の有無を示す s 、起動・停止時の所定出力比 τ を乗じる。通常並列では $s=1$ 、 $\tau=0$ であり、起動・停止中は $s=0$ とする。

$$L_t = \sum_j q_j (0.30 s_{jt} + \tau_{jt}) \quad U_t = \sum_j q_j (s_{jt} + \tau_{jt}) \quad L_t \leq P_t \leq U_t$$

$$| (P_t - P_{t-1}) - (L_t - L_{t-1}) | \leq 0.30 \sum_j q_j \min(s_{jt}, s_{jt-1})$$

出力変化制約の 0.30 は、1%/分×30 分である。起動・停止に伴う最低出力の所定変化を差し引き、通常並列中に変えられる出力を制限する。起動時は 10 時間の準備後、2 時間で 7.5%、15%、22.5%、30% へ上げ、停止時は 2 時間で最低出力からゼロへ下げる。この離散化は 30 分平均出力の近似であり、秒単位の発電機動特性ではない。

起動準備用燃料は、各季節区分の起動前 20 時点に定格熱投入の 10% を与える。燃料は石油として評価し、その時間には発電しない。通年運転区分の起動は評価期間外として、年度をまたぐ同一状態を維持する。

$$\sum_t P_{ccs,t} \Delta t \leq 0.85 \times K_{ccs}^- \times 8,760$$

CCS の年間利用率制約は地域別・燃料別に置く。回収量は送電端電力量から求めた燃料投入熱量に燃料別 CO_2 係数と 90% を乗じる。残り 10% は直接排出として目的関数と排出量集計へ含める。貯留施設の年間処理能力を別の上限として与えていない。

c.4 供給余力の点検

$$\text{火力余力}_t = \max [0, \min (\text{利用可能出力}_t - P_t, 30 \text{ 分以内の増出力限度}_t)]$$

$$\text{貯蔵設備余力}_t = \max [0, \min (\text{設備出力}, E_{t-1} \div 3 \text{ 時間}) - d_t]$$

$$\text{既存の余力} + 0.60 K^R + \text{追加受電} - \text{追加送電} \geq 0.08 D$$

追加の受送電を加えた全送電量が、通常運用と同じ方向別上限を超えないよう制約する。追加 LNG 容量 K^R の全国合計を最小化し、発電端容量への換算は 0.978 で除す。貯蔵設備の充電停止による需要削減は余力に算入しない。3 時間の継続可能量を単一時点の貯蔵量から点検する方法であり、事故の発生時刻を変えた複数の運用を同時に解くものではない。

c.5 数値解の検証

疎行列の線形計画を HiGHS のシンプレックス法で解く。[24] 出力変化制約は一部から解き始め、得られた解をすべての制約に照らして確認し、違反する制約を加えて解き直す。終了時には省略した制約も含めて検証するため、制約を弱めた問題の解を最終結果とはしない。

表 21 数値解と収支の確認

確認項目	①既存火力活用ケース	②エネ基対応ケース
変数数	2,485,714	2,836,204
需給・貯蔵等の等式制約数	525,600	525,600
出力・利用率等の不等式制約数	2,277,600	3,328,820

確認項目	①既存火力活用ケース	②エネ基対応ケース
全制約の最大違反（各式の単位）	1.42e-14	1.71e-11
年間需給収支の誤差（TWh）	-2.27e-13	0.00e+00
供給余力制約の最大違反（GW）	1.78e-15	1.78e-15

最適終了、地域別需給、貯蔵量の更新、期首・期末一致、出力上下限、最低出力、全時点の出力変化、年間利用率および費用合計を確認する。同時充放電と年間エネルギー収支も確認する。需要・出力の式は GW、貯蔵量と年間電力量の式は GWh で検証する。数値的に制約を満たすことは、入力想定の実現性や個別設備の運用可能性を保証することとは別である。

補遺 D 計算結果の内訳

D.1 設備容量と年間発電電力量

表 22 設備容量と送電端発電量

電源・設備	①既存火力活用 ケース GW	①既存火力活用 ケース TWh	②エネ基対応 ケース GW	②エネ基対応 ケース TWh
太陽光	80.190	101.711	282.270	353.240
陸上風力	6.590	13.376	12.665	25.466
洋上風力	0.250	0.507	25.331	50.933
一般水力	22.140	66.615	30.852	92.377
地熱	0.510	2.571	3.178	16.020
バイオマス	7.180	0.078	12.555	52.692
廃棄物等	3.660	5.896	3.660	5.896
原子力	33.083	222.572	33.083	222.572
非 CCS 石炭火力	51.380	359.341	31.400	2.943
CCS 付き石炭火力	0.000	0.000	19.980	69.602
非 CCS LNG 火力	78.450	324.928	41.688	50.571
CCS 付き LNG 火力	0.000	0.000	36.762	221.166
石油等火力	12.200	1.054	12.200	2.601
追加 LNG 複合火力（通常供給）	6.075	46.383	0.000	0.000
追加 LNG 複合火力（供給余力）	23.799	—	8.881	—
揚水	27.340	6.936	27.340	5.988
蓄電池	0.660	0.335	191.000	121.900

CCS 付き火力の設備容量列は改造前の発電端容量であり、改造後の送電端容量は表 2 に示す。蓄電池と揚水の電力量は放電量であるため、蓄電前の電源別発電量に重ねて加えない。風力は両方式に同じ地域別発電特性を与えるため、合計発電量を採用容量比で陸上・洋上へ配分する。供給余力用の追加 LNG は通常運転の発電量ゼロである。

D.2 電源・設備別の年間費用

①既存火力活用ケース

表 23 ①既存火力活用ケースの年間費用（兆円/年）

電源・設備	本体等の 資本費	本体等の 維持費	燃料費	CCS 設備・ 輸送貯留	合計
太陽光	1.1453	0.4250	0.0000	0.0000	1.5703
陸上風力	0.1209	0.0764	0.0000	0.0000	0.1973
洋上風力	0.0115	0.0065	0.0000	0.0000	0.0180
一般水力	0.6051	0.2878	0.0000	0.0000	0.8929
地熱	0.0374	0.0372	0.0000	0.0000	0.0746

電源・設備	本体等の 資本費	本体等の 維持費	燃料費	CCS 設備・ 輸送貯留	合計
バイオマス	0.1656	0.3375	0.0022	0.0000	0.5052
廃棄物等	0.0969	0.2672	0.0456	0.0000	0.4097
原子力	0.7308	0.7029	0.4405	0.0000	1.8742
非 CCS 石炭火力	0.5981	0.7066	1.9043	0.0000	3.2090
非 CCS LNG 火力	0.9235	0.9074	2.5325	0.0000	4.3635
石油等火力	0.1570	0.1118	0.0226	0.0000	0.2914
追加 LNG 複合火力（通常供給）	0.0715	0.0703	0.3367	0.0000	0.4784
追加 LNG 複合火力（供給余力）	0.2802	0.2753	0.0000	0.0000	0.5554
揚水	0.9215	0.0891	0.0000	0.0000	1.0107
蓄電池	0.0179	0.0046	0.0000	0.0000	0.0225
送電網増強	—	—	—	—	0.0000
合計	5.8832	4.3057	5.2844	0.0000	15.4732

②エネ基対応ケース

表 24 ②エネ基対応ケースの年間費用（兆円/年）

電源・設備	本体等の 資本費	本体等の 維持費	燃料費	CCS 設備・ 輸送貯留	合計
太陽光	4.0315	1.4960	0.0000	0.0000	5.5275
陸上風力	0.2324	0.1469	0.0000	0.0000	0.3793
洋上風力	1.1603	0.6586	0.0000	0.0000	1.8189
一般水力	0.8432	0.4011	0.0000	0.0000	1.2443
地熱	0.2331	0.2320	0.0000	0.0000	0.4652
バイオマス	0.2895	0.5901	1.4890	0.0000	2.3687
廃棄物等	0.0969	0.2672	0.0456	0.0000	0.4097
原子力	0.7308	0.7029	0.4405	0.0000	1.8742
非 CCS 石炭火力	0.3655	0.4318	0.0156	0.0000	0.8129
CCS 付き石炭火力	0.2326	0.2748	0.5270	1.7378	2.7721
非 CCS LNG 火力	0.4908	0.4822	0.3942	0.0000	1.3671
CCS 付き LNG 火力	0.4328	0.4252	1.9723	1.4028	4.2330
石油等火力	0.1570	0.1118	0.0557	0.0000	0.3245
追加 LNG 複合火力（通常供給）	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
追加 LNG 複合火力（供給余力）	0.1046	0.1027	0.0000	0.0000	0.2073
揚水	0.9215	0.0891	0.0000	0.0000	1.0107
蓄電池	5.1697	1.3370	0.0000	0.0000	6.5067
送電網増強	—	—	—	—	0.3200
合計	15.4921	7.7495	4.9399	3.1405	31.6420

本体等の資本費は、既設設備の共通参考資本費と追加設備の年額資本費の合計である。CCS 列は回収設備の年額資本費・固定維持費と CO₂輸送・貯留費であり、回収用エネルギーを含む燃料費とは分ける。送電網増強は公表年額を使うため、他の列に重複配賦しない。丸めにより表示値の合計が末尾で一致しない場合がある。

表 25 費用の性格別集計（兆円/年）

費目	①既存火力活用ケース	②エネ基対応ケース
既設設備の共通参考資本費	5.53149	5.53149
追加発電・蓄電設備の年額資本費	0.35168	9.96059
発電・蓄電設備の固定維持費	4.30569	7.74953
CCS 回収設備の年額資本費	0.00000	0.61650
CCS 回収設備の固定維持費	0.00000	0.63756
運転燃料費	5.28399	4.93969
石炭火力の起動準備用燃料費	0.00039	0.00020
CO ₂ 輸送・貯留費	0.00000	1.88648
送電網増強の年間費用	0.00000	0.32000
合計	15.47324	31.64203

既設設備の参考資本費は、CCS 改造の有無にかかわらず同じ既存設備総量へ同じ年額化方法を適用する。したがって、その合計は両ケースで一致する。差額の主な対象は追加投資の年額費用、設備増加分の維持費、運転量による燃料費および CCS 関連費となる。

D.3 CCS の運転と費用

表 26 ②エネ基対応ケースの CCS 付き火力

項目	石炭	LNG
改造前容量（GW）	19.9801	36.7615
改造後送電端容量（GW）	13.2028	31.4227
送電端発電量（TWh）	69.6020	221.1655
送電端容量基準の設備利用率（％）	60.1797	80.3470
年間回収量（百万 t）	72.9687	81.1683
直接排出量（百万 t）	8.1126	9.0187
回収設備の追加投資（兆円）	9.1517	4.8834
回収設備の年額資本費（兆円/年）	0.4020	0.2145
回収設備の固定維持費（兆円/年）	0.4427	0.1948
燃料費（兆円/年）	0.5270	1.9723
CO ₂ 輸送・貯留費（兆円/年）	0.8931	0.9934

直接排出量には、回収後に残る燃焼 CO₂と、石炭火力の起動準備用油に伴う CO₂を含む。年間回収量は実際の運転に対応するため、定格回収能力の通年相当値とは一致しない。回収設備投資の内訳は補遺 B.3 に示す。

D.4 貯蔵・発電端換算・供給余力

表 27 蓄電池・揚水の年間収支

ケース・設備	運用出力 GW	利用可能量 GWh	充電等 TWh	放電 TWh	損失 TWh
①既存火力活用ケース 蓄電池	0.660	2.244	0.394	0.335	0.059
①既存火力活用ケース 揚水	20.000	120.000	9.909	6.936	2.973
②エネ基対応ケース 蓄電池	191.000	649.400	143.412	121.900	21.512
②エネ基対応ケース 揚水	20.000	120.000	8.555	5.988	2.566

表 28 発電端換算量から需要への収支（TWh/年）

量の定義	①既存火力活用ケース	②エネ基対応ケース
発電端換算総量	1,192.4196	1,216.9270
所内消費	40.4520	44.8603
うち通常所内率からの CCS 増分	0.0000	11.8996
揚水動力	9.9086	8.5549
蓄電池損失	0.0590	21.5117
エリア需要	1,142.0000	1,142.0000

発電端換算総量には揚水発電を含み、蓄電池放電は含めない。この総量から所内消費、揚水動力、蓄電池損失を差し引くとエリア需要となる。所内消費の CCS 増分は、同じ送電端電力量を通常の所内率で換算した場合との差である。蒸気抽気による熱効率低下を含む CCS の全エネルギー損失を意味しない。

表 29 追加 LNG 複合火力の地域別発電端容量（GW）

地域	①既存火力活用 ケース 通常供給	①既存火力活用 ケース 供給余力	②エネ基対応 ケース 通常供給	②エネ基対応 ケース 供給余力
北海道	0.000	0.126	0.000	0.000
東北	0.000	0.000	0.000	0.000
東京	0.000	8.963	0.000	0.000
中部	0.000	3.590	0.000	0.000
北陸	0.000	0.000	0.000	0.405
関西	2.663	8.351	0.000	4.406
中国	0.000	0.000	0.000	0.902
四国	-0.000	0.000	0.000	0.403

地域	①既存火力活用 ケース 通常供給	①既存火力活用 ケース 供給余力	②エネ基対応 ケース 通常供給	②エネ基対応 ケース 供給余力
九州	3.015	2.490	0.000	2.501
沖縄	0.397	0.280	0.000	0.265
合計	6.075	23.799	0.000	8.881

補遺 E 地域別の代表的な需給と運転

②エネ基対応ケースから、出力制御、地域間融通、バックアップ火力の利用が大きい期間を選び、各 7 日間を示す。選定には、地域別の 7 日間合計の最大値と、全国バックアップ出力の最大時点を含む期間を用いる。特定日の印象だけで年間結果を代表させるのではなく、異なる運用局面を確認するための図である。

各図の上段は発電・放電・受電の積み上げである。黒実線は地域需要、赤破線は需要に充電・揚水動力と他地域への送電を加えた量を示し、積み上げの上端と一致する。第 2 段は太陽光・風力の出力制御と水力・バイオマスの未利用出力の合計、第 3 段は接続先別の融通、第 4 段は蓄電池と揚水の貯蔵電力量である。融通は受電を正、送電を負とする。貯蔵量の破線は利用可能電力量の上限である。

運用費が同じとなる発電・融通の組合せが複数存在する場合、図にはそのうちの 하나가示される。とくに地域間融通には送電損失や送電量に比例する費用を与えていないため、30 分ごとの受送電の細かな変動を、将来の実際の運転が唯一そのようになるという予測として解釈することはできない。

表 30 図に示す地域と期間

図	地域	基準年の期間	着目する運転
24	東北	2025-04-29～2025-05-05	東北の余剰電力と出力制御
25	東京	2025-04-29～2025-05-05	東京の昼間余剰と蓄電
26	九州	2025-07-28～2025-08-03	九州の太陽光発電と送電
27	中国	2025-07-27～2025-08-02	中国の受電と送電
28	関西	2026-01-21～2026-01-27	関西のバックアップ供給
29	東京	2026-02-05～2026-02-11	全国バックアップ最大時の東京
30	北海道	2025-05-26～2025-06-01	北海道の風力発電と送電
31	東北	2026-01-24～2026-01-30	東北の継続的なバックアップ供給
32	東京	2026-01-23～2026-01-29	東京の継続的なバックアップ供給
33	沖縄	2025-09-15～2025-09-21	沖縄の独立した電力需給

E.1 東北の余剰電力と出力制御

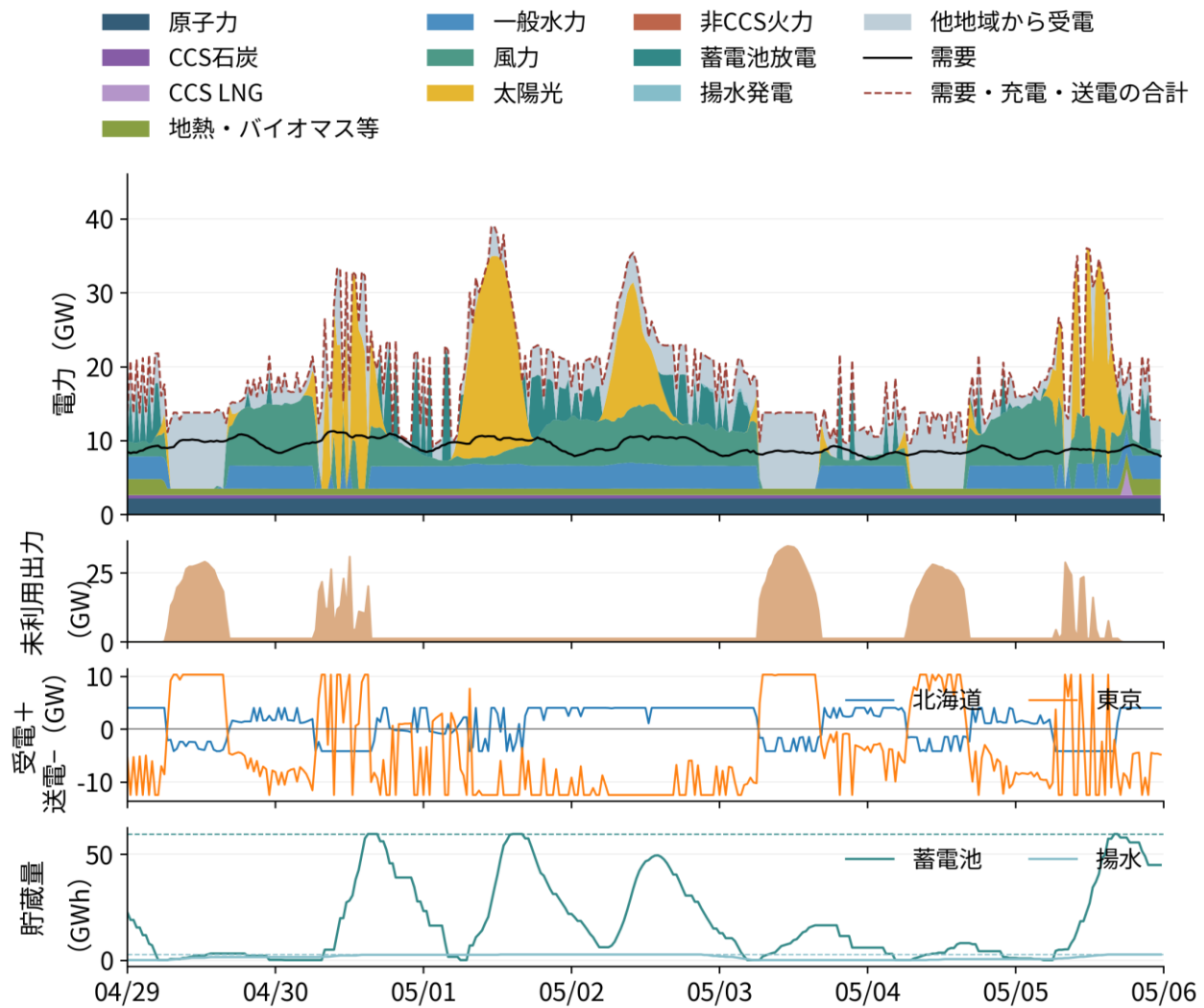


図 24 東北の需給：2025-04-29～2025-05-05

この7日間の需要は1,538.8GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は2,217.7GWh、受電は693.3GWh、送電は1,300.8GWhである。非CCS火力は0.0GWhを供給し、最大出力は0.00GWとなる。出力制御等の未利用量は1,067.6GWhである。

主な受電元は東京で、受電量は368.3GWh、受電上限に達する時間は27.5時間である。主な送電先は東京で、送電量は1,103.8GWh、送電上限に達する時間は50.0時間である。

発電が地域の需要を上回る時には、蓄電池への充電と他地域への送電が利用される。それらの受入余地を使い切ると出力制御が生じる。発電量が多いことだけでなく、充電量と送電上限を同時に見る必要がある。

E.2 東京の昼間余剰と蓄電

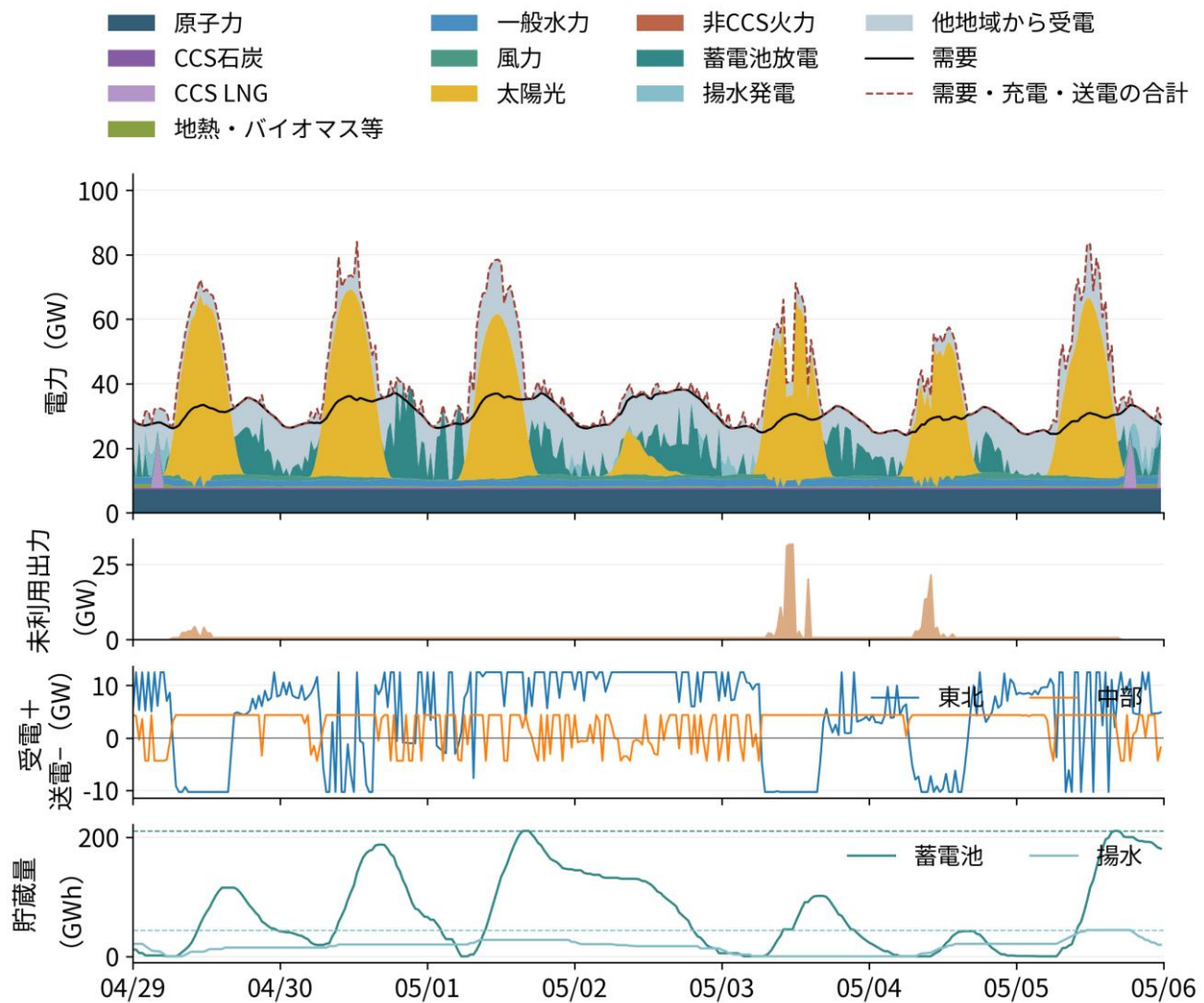


図 25 東京の需給：2025-04-29～2025-05-05

この7日間の需要は 5,122.0GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は 4,298.2GWh、受電は 1,646.0GWh、送電は 477.7GWh である。非 CCS 火力は 0.0GWh を供給し、最大出力は 0.00GW となる。出力制御等の未利用量は 220.9GWh である。

主な受電元は東北で、受電量は 1,103.8GWh、受電上限に達する時間は 50.0 時間である。主な送電先は東北で、送電量は 368.3GWh、送電上限に達する時間は 27.5 時間である。

大きな需要地域でも、昼間の太陽光発電が十分に多い時間には充電や出力制御が現れる。夜間に同じ蓄電池が放電するか、CCS 付き火力や他地域からの受電に切り替わるかを、供給内訳と貯蔵量から確認できる。

E.3 九州の太陽光発電と送電

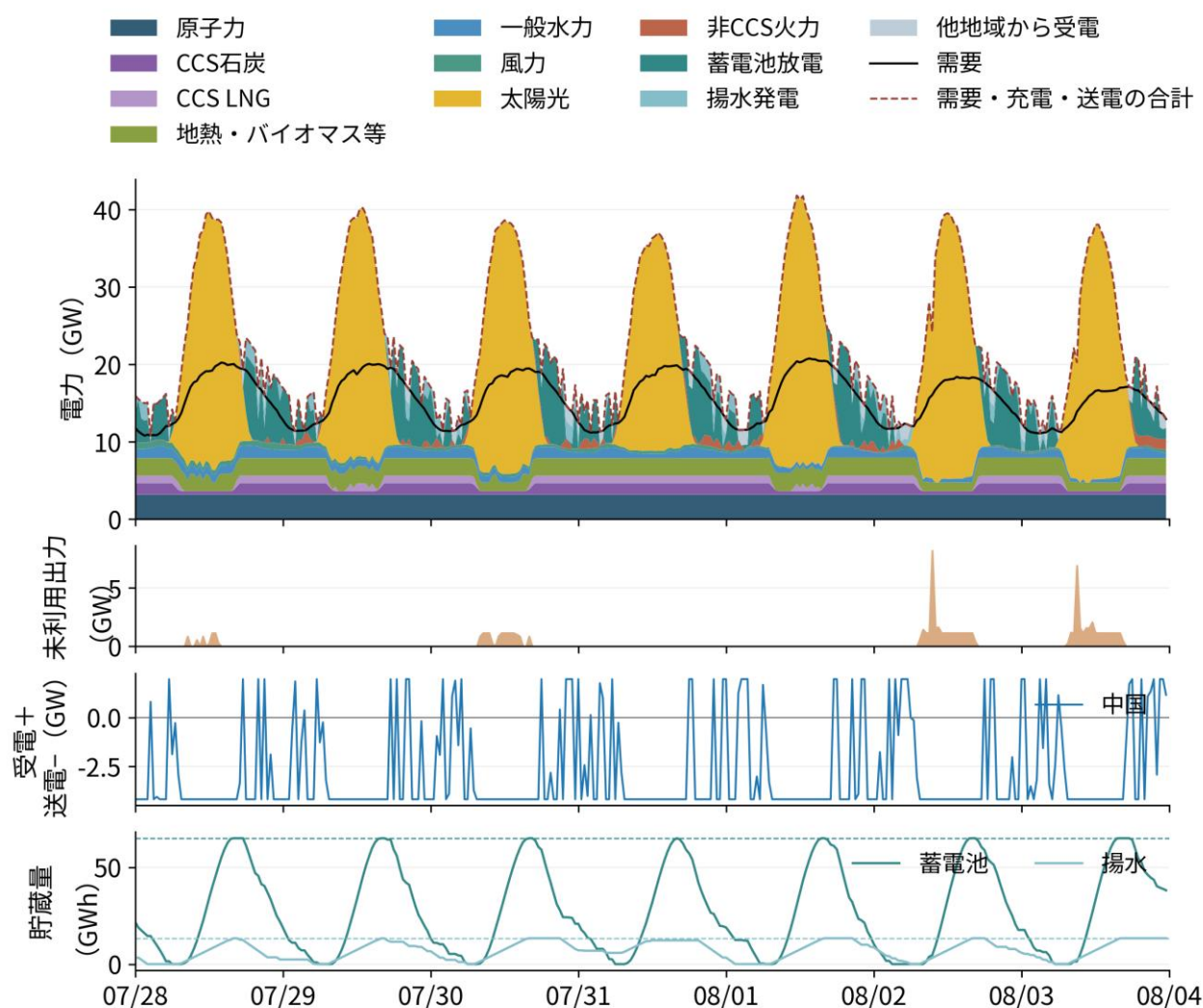


図 26 九州の需給：2025-07-28～2025-08-03

この7日間の需要は 2,620.4GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は 3,232.2GWh、受電は 55.1GWh、送電は 526.0GWh である。非 CCS 火力は 46.1GWh を供給し、最大出力は 1.32GW となる。出力制御等の未利用量は 38.2GWh である。

主な受電元は中国で、受電量は 55.1GWh、受電上限に達する時間は 23.5 時間である。主な送電先は中国で、送電量は 526.0GWh、送電上限に達する時間は 115.5 時間である。

昼間の太陽光発電、蓄電池への充電、中国地域への送電の関係を示す。日没後は太陽光がなくなるため、貯蔵した電力や火力、受電が必要となる。送電と受電の切替は地域全体の需給状態を反映する。

E.4 中国の受電と送電

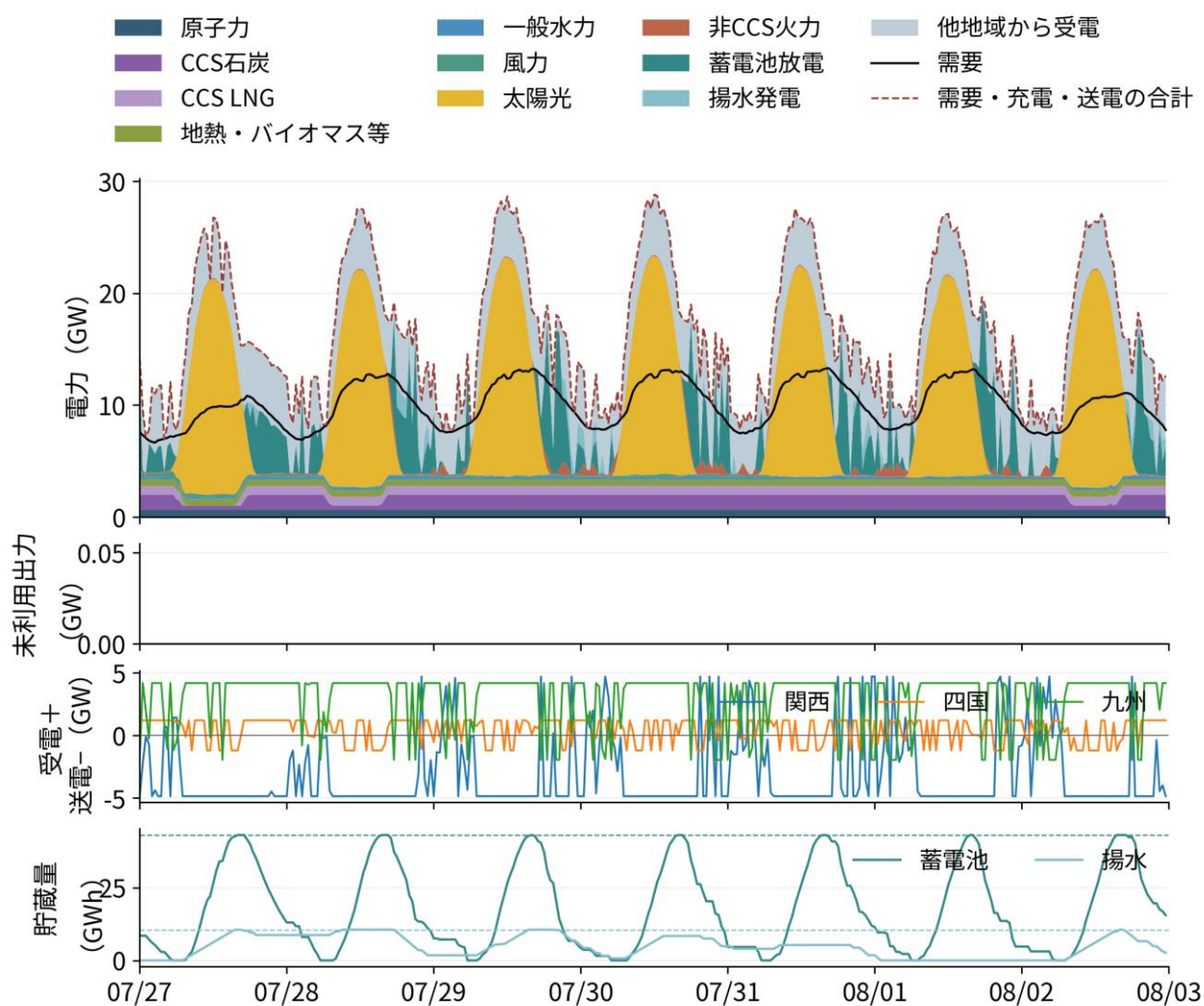


図 27 中国の需給：2025-07-27～2025-08-02

この7日間の需要は1,691.9GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は1,713.8GWh、受電は745.7GWh、送電は691.8GWhである。非CCS火力は39.4GWhを供給し、最大出力は1.12GWとなる。出力制御等の未利用量は0.0GWhである。

主な受電元は九州で、受電量は543.9GWh、受電上限に達する時間は121.5時間である。主な送電先は関西で、送電量は597.9GWh、送電上限に達する時間は112.0時間である。

中国地域は関西、四国、九州と接続する。ある接続先から受電しながら別の接続先へ送電する時間には、地域間の電力移動を中継する働きを持つ。地域の純受電だけでは、この運用を十分に表せない。

E.5 関西のバックアップ供給

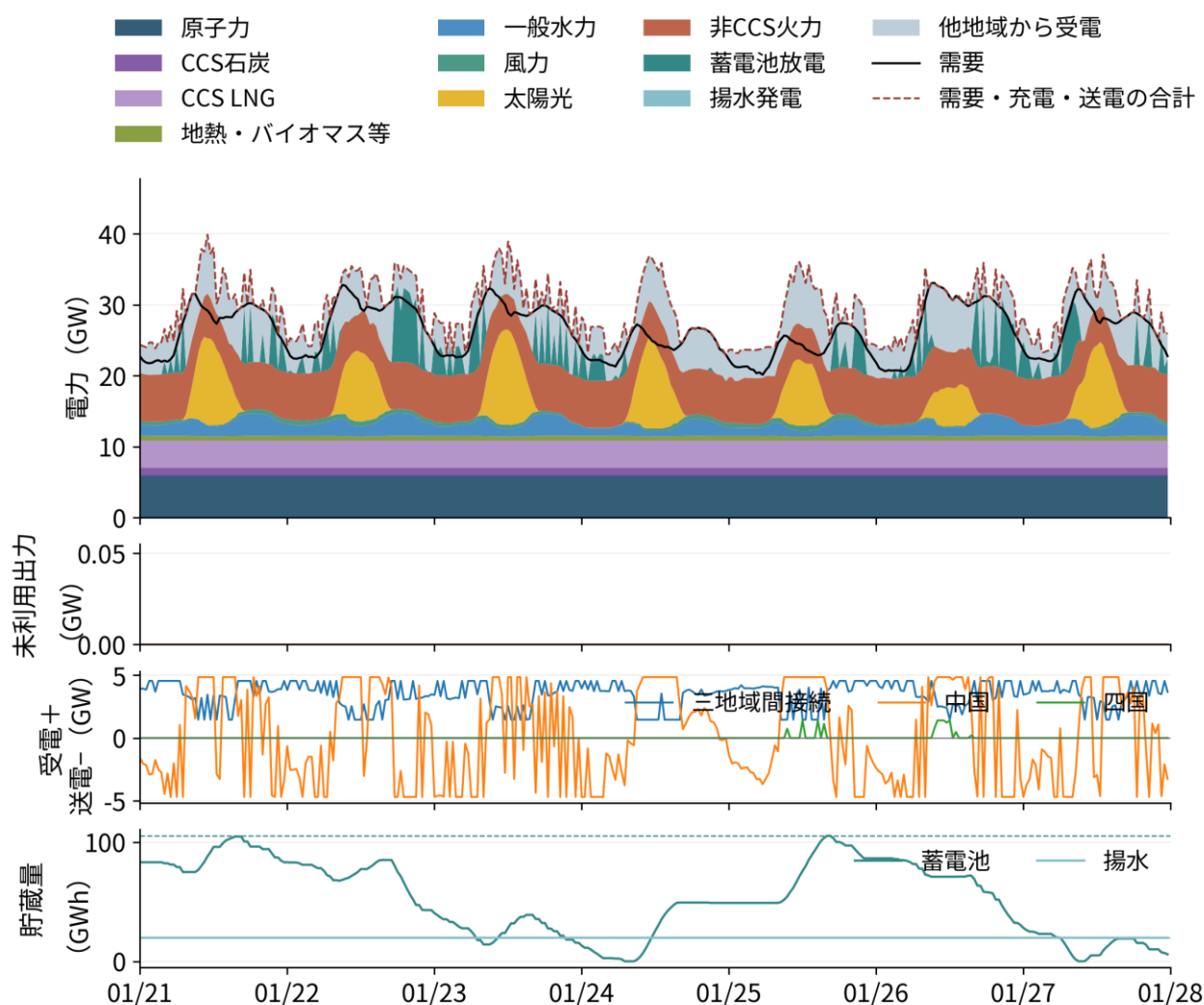


図 28 関西の需給：2026-01-21～2026-01-27

この7日間の需要は4,428.2GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は3,784.5GWh、受電は884.0GWh、送電は282.6GWhである。非CCS火力は1,040.6GWhを供給し、最大出力は6.64GWとなる。出力制御等の未利用量は0.0GWhである。

主な受電元は三地域間接続で、受電量は578.3GWh、受電上限に達する時間は47.0時間である。主な送電先は中国で、送電量は282.6GWh、送電上限に達する時間は33.5時間である。

原子力の供給が比較的大きい地域でも、需要と再生可能エネルギーの変動に対応する電源が必要となる。CCS付き火力の出力、貯蔵量、他地域からの受電と非CCS火力の供給を合わせて確認する。

E.6 全国バックアップ最大時の東京

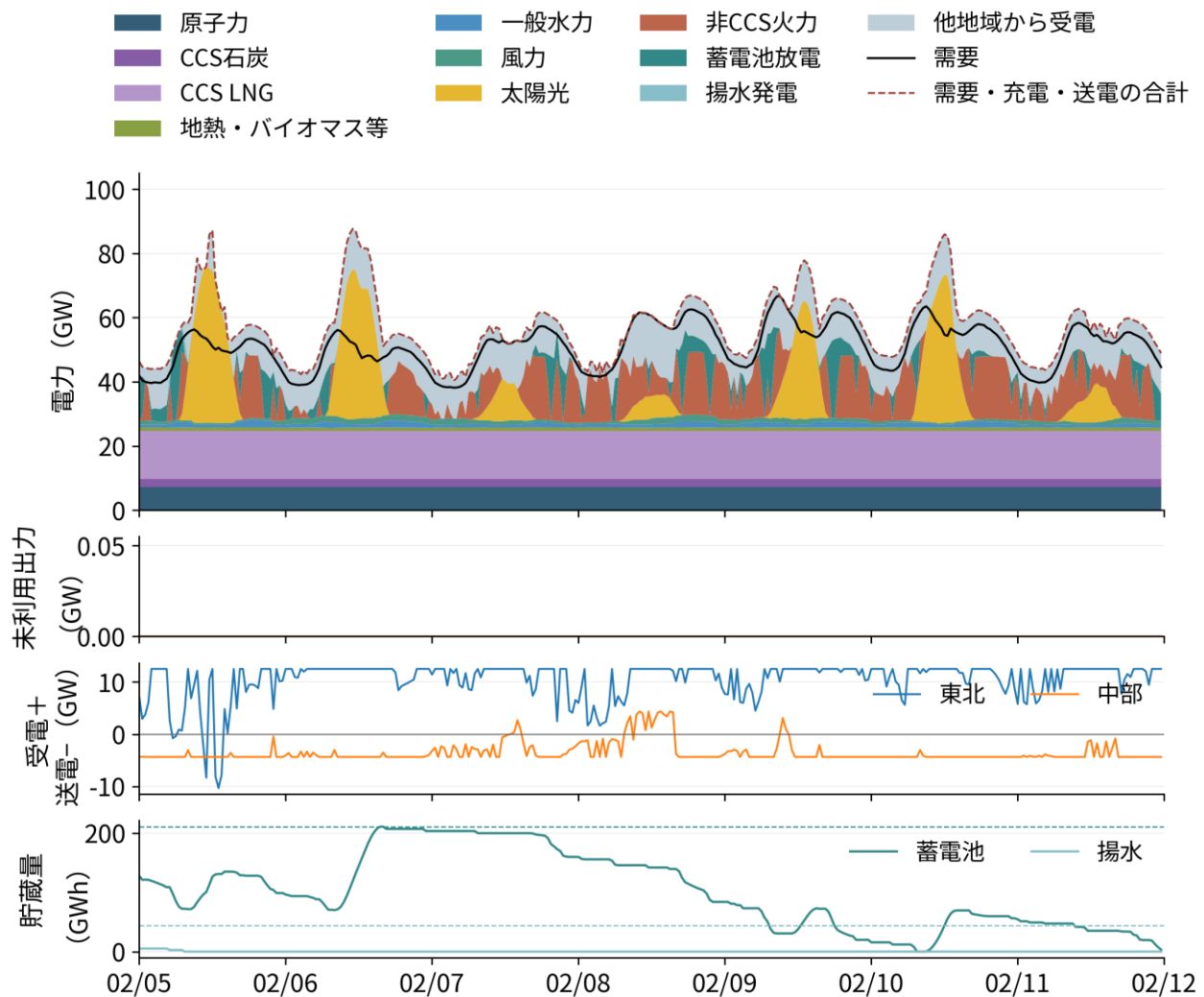


図 29 東京の需給：2026-02-05～2026-02-11

この7日間の需要は8,576.6GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は7,324.4GWh、受電は1,806.1GWh、送電は632.8GWhである。非CCS火力は1,394.2GWhを供給し、最大出力は19.51GWとなる。出力制御等の未利用量は0.0GWhである。

主な受電元は東北で、受電量は1,776.4GWh、受電上限に達する時間は100.5時間である。主な送電先は中部で、送電量は613.9GWh、送電上限に達する時間は117.0時間である。

全国の新CCS火力出力が最大となる時点を含む期間である。全国最大の日時と、東京地域だけの最大の日時は同じとは限らない。地域間融通を含めて、火力と貯蔵設備がどこまで需要を支えるかを見る。

E.7 北海道の風力発電と送電

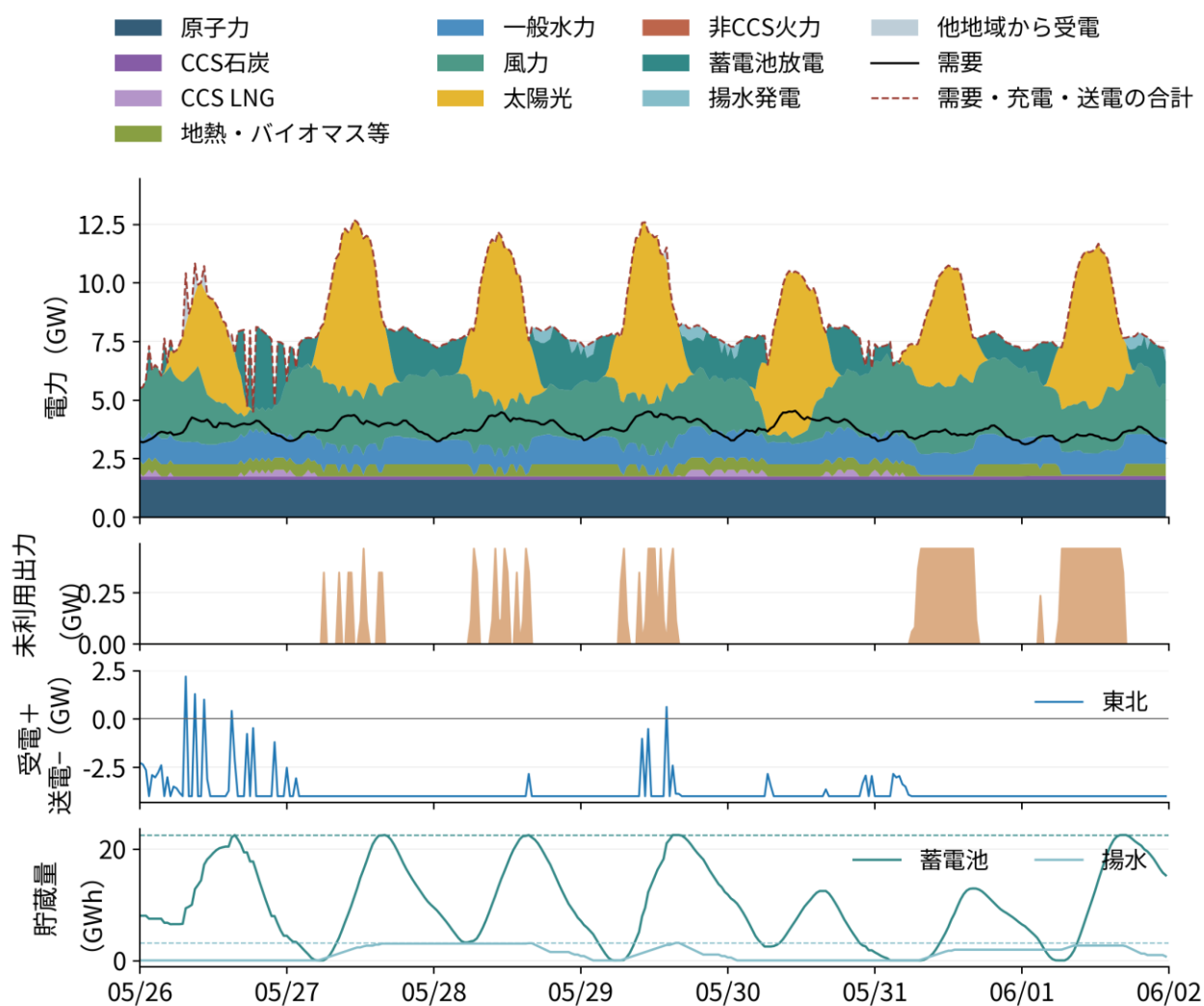


図 30 北海道の需給：2025-05-26～2025-06-01

この 7 日間の需要は 632.4GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は 1,302.9GWh、受電は 2.8GWh、送電は 639.4GWh である。非 CCS 火力は 0.0GWh を供給し、最大出力は 0.00GW となる。出力制御等の未利用量は 15.0GWh である。

主な受電元は東北で、受電量は 2.8GWh、受電上限に達する時間は 0.0 時間である。主な送電先は東北で、送電量は 639.4GWh、送電上限に達する時間は 147.0 時間である。

北海道から東北への送電が大きい期間を示す。風力や太陽光の発電が増えたとき、送電上限まで送れるか、充電または出力制御が必要かを確認できる。送電網の増強はこの利用可能範囲を広げる。

E.8 東北の継続的なバックアップ供給

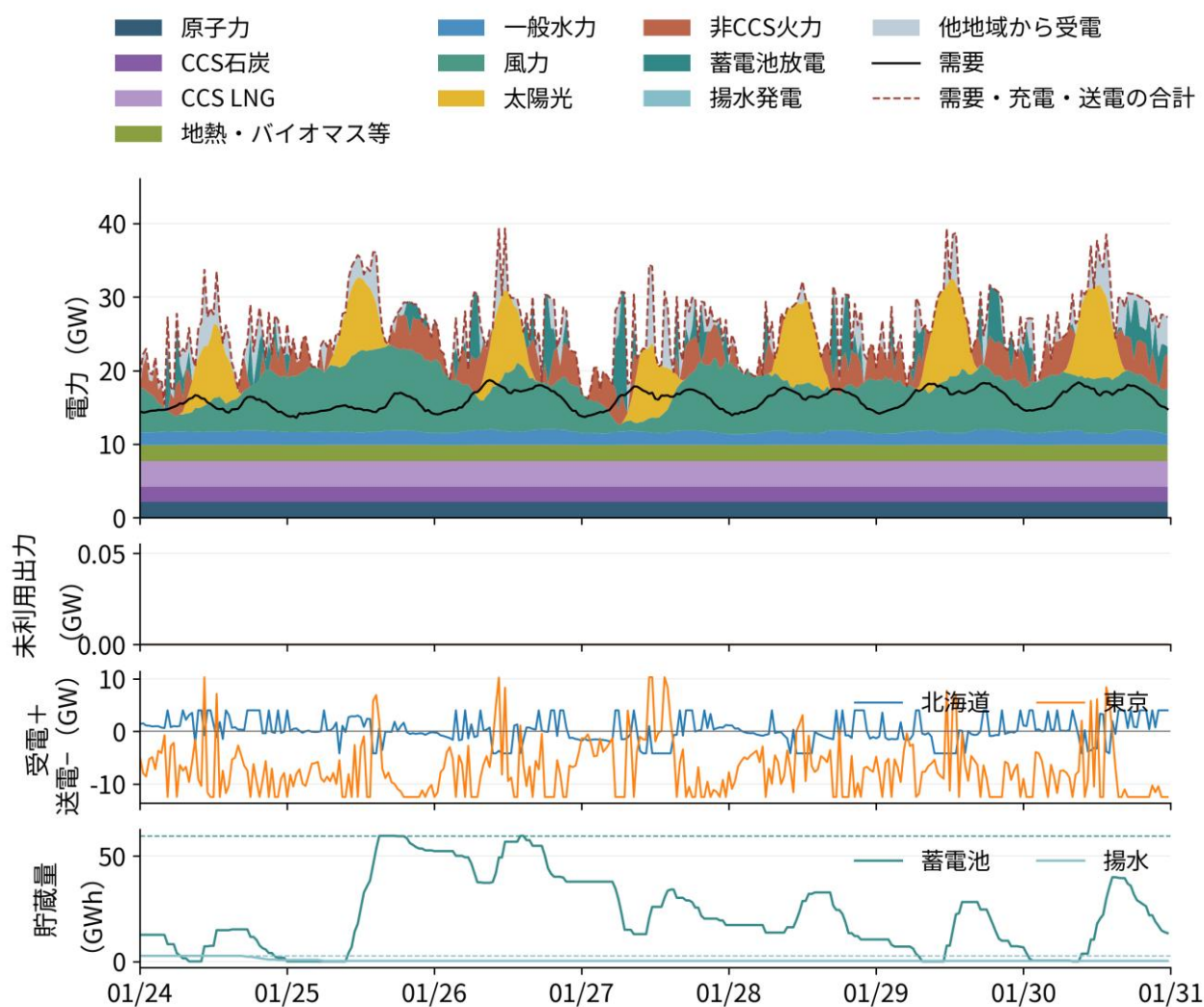


図 31 東北の需給：2026-01-24～2026-01-30

この7日間の需要は 2,690.1GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は 3,903.6GWh、受電は 253.4GWh、送電は 1,432.2GWh である。非 CCS 火力は 343.3GWh を供給し、最大出力は 4.59GW となる。出力制御等の未利用量は 0.0GWh である。

主な受電元は北海道で、受電量は 175.8GWh、受電上限に達する時間は 30.5 時間である。主な送電先は東京で、送電量は 1,288.4GWh、送電上限に達する時間は 46.5 時間である。

再生可能エネルギーの供給が不足する状態が続く場合、貯蔵量を持続的に取り崩すだけでは対応できない。期間を通じた充電機会と、CCS 付き火力・非 CCS 火力・地域間融通の分担を確認する。

E.9 東京の継続的なバックアップ供給

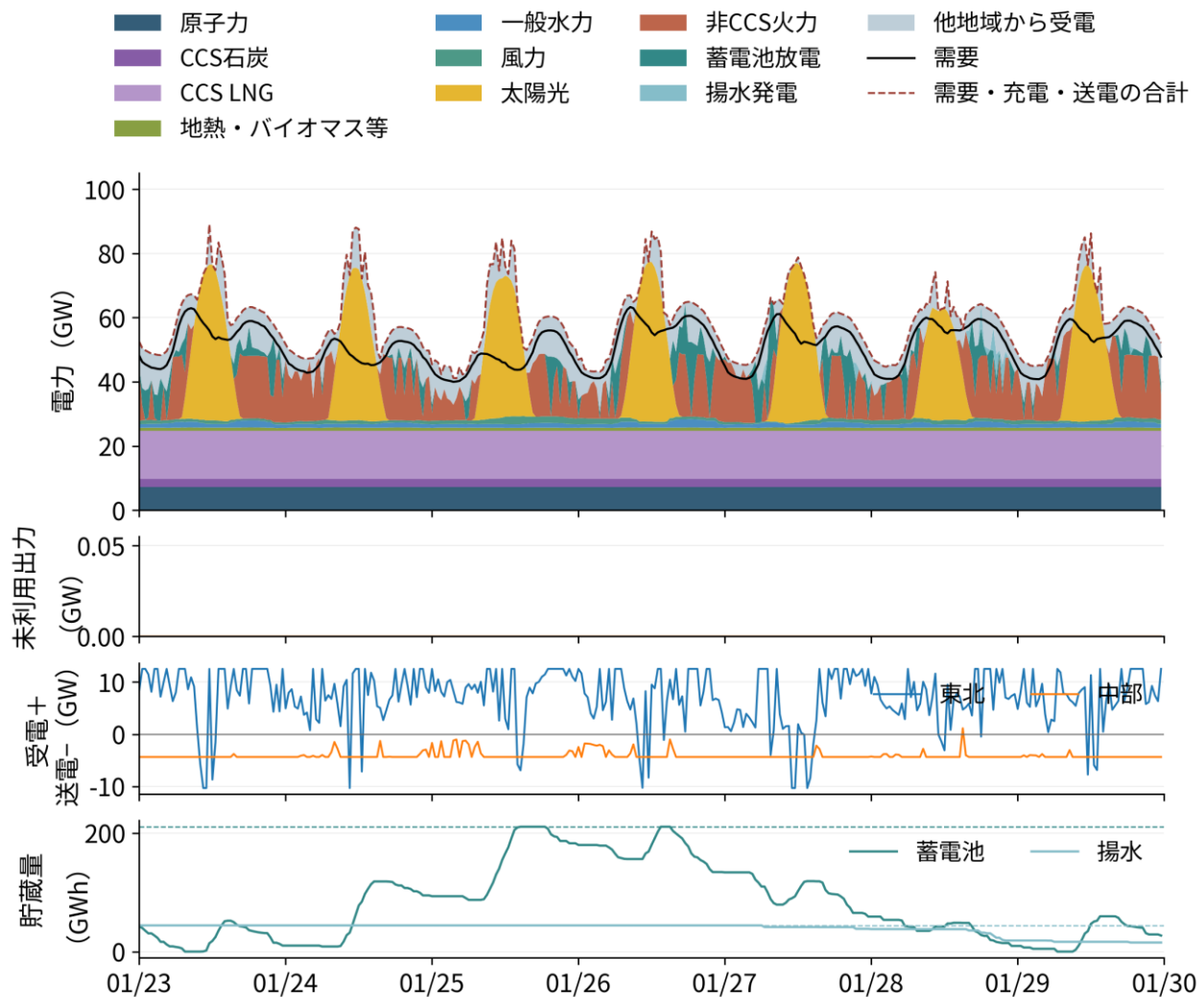


図 32 東京の需給：2026-01-23～2026-01-29

この7日間の需要は8,606.2GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は8,123.4GWh、受電は1,288.0GWh、送電は769.6GWhである。非CCS火力は1,485.7GWhを供給し、最大出力は19.51GWとなる。出力制御等の未利用量は0.0GWhである。

主な受電元は東北で、受電量は1,287.4GWh、受電上限に達する時間は47.0時間である。主な送電先は中部で、送電量は687.8GWh、送電上限に達する時間は140.0時間である。

東京で非CCS火力の発電量が大きい7日間である。瞬間の最大出力に加え、バックアップ利用が何日続くかが設備と燃料の必要量に関係する。蓄電池の出力が十分でも、蓄えられる電力量には限りがある。

E.10 沖縄の独立した電力需給

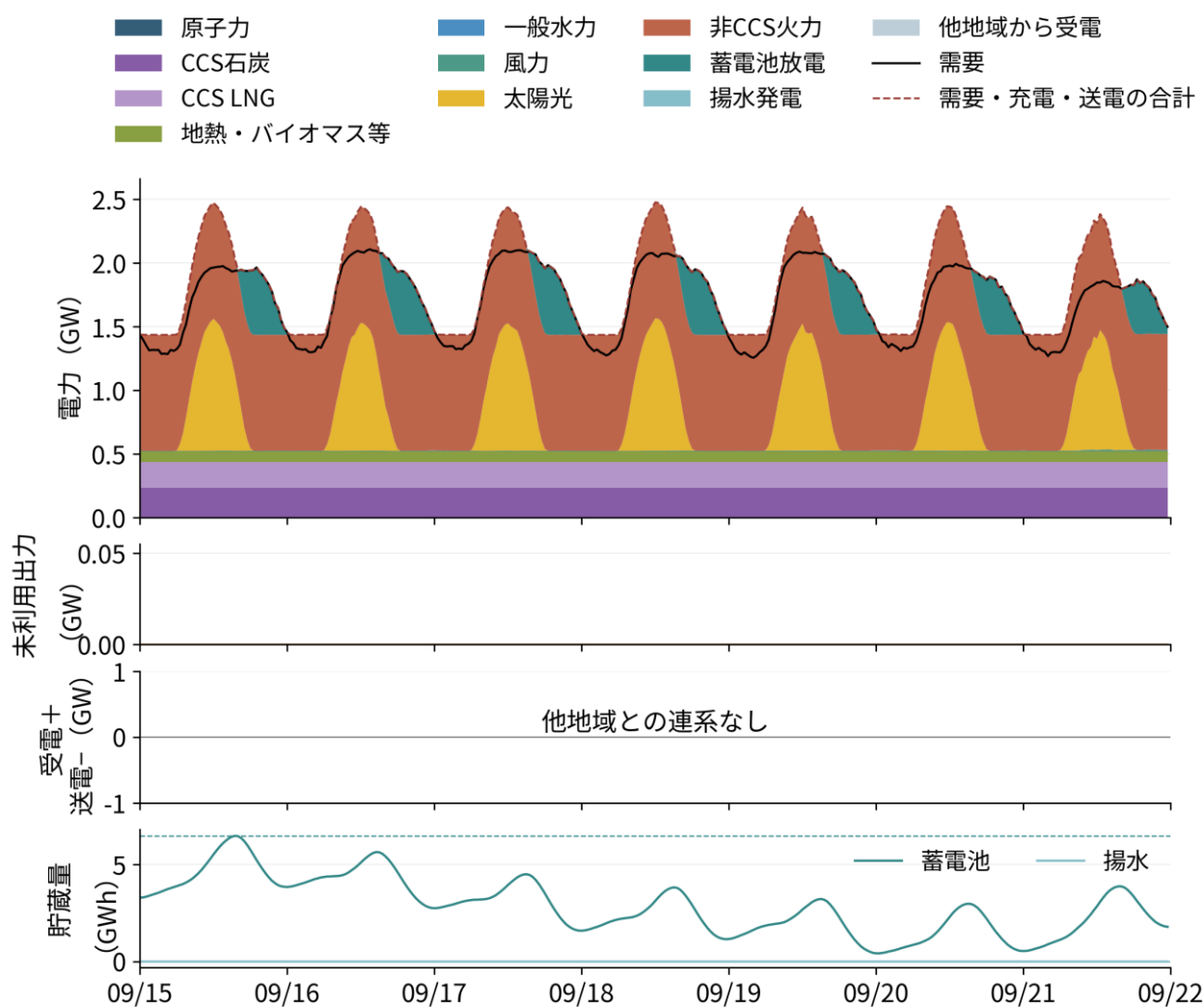


図 33 沖縄の需給：2025-09-15～2025-09-21

この7日間の需要は288.4GWh、蓄電池放電と揚水発電を除く地域内の発電量は289.9GWh、受電は0.0GWh、送電は0.0GWhである。非CCS火力は153.0GWhを供給し、最大出力は0.91GWとなる。出力制御等の未利用量は0.0GWhである。

沖縄は他地域と電力融通を行わない想定である。太陽光が供給する昼間と、日没後・発電の少ない時間を地域内の火力・蓄電池でつなぐ。全国合計の設備余力があっても、そのまま利用できるわけではない。

E.11 代表期間の電力量収支

表 31 代表的な 7 日間の電力量収支 (GWh)

節	地域	発電量	純受電	放電	充電等	需要
E.1	東北	2,217.7	-607.4	230.0	301.4	1,538.8
E.2	東京	4,298.2	1,168.3	756.3	1,100.8	5,122.0
E.3	九州	3,232.2	-470.9	518.5	659.4	2,620.4
E.4	中国	1,713.8	53.9	336.9	412.8	1,691.9
E.5	関西	3,784.5	601.4	274.5	232.2	4,428.2
E.6	東京	7,324.4	1,173.3	450.3	371.4	8,576.6
E.7	北海道	1,302.9	-636.6	126.7	160.7	632.4
E.8	東北	3,903.6	-1,178.9	207.1	241.7	2,690.1
E.9	東京	8,123.4	518.4	496.7	532.2	8,606.2
E.10	沖縄	289.9	0.0	18.4	19.9	288.4

発電量欄は蓄電池放電と揚水発電を除く。各行について、発電量 + 純受電 + 放電 = 需要 + 充電等となる。純受電は受電から送電を引いた値であり、負の場合は送電超過である。充電等には蓄電池充電と揚水動力、放電には蓄電池放電と揚水発電を含む。各 7 日間の期首と期末の貯蔵量は必ずしも等しくないため、この表の充電量と放電量の差をそのまま当該週の損失とみなさない。

参考文献

本文の角括弧は以下の文献番号に対応する。ページは原則として資料に印刷された番号であり、PDF の通しページとは異なる場合がある。公表値と本稿で組み合わせた評価想定との区別は本文・補遺に示した。

[1] 一般送配電事業者 10 社 エリア需給実績 2025 年度

各社の月別 CSV・ZIP を使用。東京の公開ページを代表表示。10 地域の取得先を文献[25]～[34]に示す。需要・太陽光・風力の主要項目は欠測 0。

https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_jukyu-j.html

[2] OCCTO 2026 年度供給計画の取りまとめ 2026 年 3 月

表 3-1 等の 2025 年度末設備容量。2026 年度末計画値とは区別する。火力 142.03GW は休止を含む集計を維持するケースに用いた。

https://www.occto.or.jp/assets/various/kyoukei/torimatome/260330_kyokuyukeikaku_torimatome/260330_kyokei_torimatome.pdf

[3] 日本経済新聞 蓄電所投資過熱 原発 191 基分に 2026 年 8 月 17 日

著者提供の記事本文による。2026 年 3 月末の接続可否の問い合わせ容量 191GW。契約済み容量・建設確定量を示すものではない。

<https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUC195330Z11C25A2000000/>

[4] 資源エネルギー庁 第 7 次エネルギー基本計画の概要 2025 年 2 月

2040 年度の発電電力量・電源構成の範囲。再エネ 40～50%、原子力 20%程度、火力 30～40%程度等を設備設計の参照にした。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_02.pdf

[5] 経済産業省 長期脱炭素電源オークションについて 2026 年 6 月 23 日

p.25 の蓄電池の平均運転継続時間 3.4 時間、維持費 0.7 万円/kW/年。p.15 の揚水リプレースの調整係数に用いる 6 時間の条件、p.16～17 の揚水設備モデル。41.6 万円/kW は 6 時間の容量確保に関する別条件として採用しない。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/stable_power_supply_wg/pdf/003_03_00.pdf

[6] 経済産業省 定置用蓄電システム普及拡大検討会関連調査 2025 年 3 月

p.25 の 2024 年度見積集計でシステム 5.4 万円/kWh と工事 1.4 万円/kWh。p.38 の放電深度・容量劣化の評価条件を参照。実績精算費とモデル値を区別する。

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/20250307_1.pdf

[7] NREL Annual Technology Baseline 2024 Utility Scale Battery Storage

往復効率 85%を現行技術の評価値として参照。日本の全国実測平均とはしていない。同資料の増設を含む維持費率は、本稿の初期公称容量の余裕と国内維持費に重複加算しない。

https://atb.nrl.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage

[8] OCCTO 委員会資料 日本総合研究所 需要・供給力の各モデルケースを踏まえた概算バランスの算定結果について 2025 年 5 月 21 日

p.3 需要、p.14～16 蓄電池・揚水、p.19～24 火力設備と需給評価。揚水の利用可能出力 20GW を参照する。

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/shorai_jukyu/2025/files/shoraijukyu_09_03.pdf

[9] Supekar S D and Skerlos S J Reassessing the Efficiency Penalty from Carbon Capture in Coal Fired Power Plants Environmental Science and Technology 2015

石炭 CCS の効率低下に関する検討。文献に示された効率低下を参考に、12 ポイントの低下を評価条件として採用。論争のある文献を含み、12 ポイントを技術的合意や国内実績値とみなしていない。

<https://doi.org/10.1021/acs.est.5b03052>

[10] DOE NETL Cost and Performance of Retrofitting NGCC Units for Carbon Capture Revision 3 2023

既設 F 型複合火力の 90%回収モデルで送電端 HHV 効率 53.6%から 47.3%。同じ低下幅を元効率 50%に移した近似。設備利用率 85%も同報告の評価条件を参照する。国内の実測平均ではなく、石炭にも同じ利用率を適用する本稿の想定である。米国費用を為替換算して国内改造単価へ直接転用しない。

https://netl.doe.gov/projects/files/CostandPerformanceofRetrofittingNGCCUnitsforCarbonCaptureRevision3_053123.pdf

[11] OCCTO 2026～2035 年度の連系線の運用容量および個別広域系統整備計画

方向別・時期別運用容量と増強計画を参照する資料。p.20 の長期・方向別運用容量を参照する。中部・北陸・関西は 2029 年度の三地域間フェンス値を基礎とし、2030 年度以降の未確定値と区別する。季節変化や設備停止は再現しない。

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/unyoyouryou/25006/2025_6_1.pdf

[12] 発電コスト検証ワーキンググループ 発電コスト検証に関する取りまとめ 2025 年 2 月 6 日

割引率 3%、電源ごとの費用項目と計算方法の参照。政府の発電単価をそのまま全発電量へ乗じる方法は採用していない。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_01.pdf

[13] 調達価格等算定委員会 令和 8 年度以降の調達価格等に関する意見 2026 年 2 月 5 日

pp.12～15 太陽光、pp.37～40 陸上風力、p.46 洋上風力、pp.58～60 地熱、pp.64～69 中小水力、pp.75～78 バイオマス。実績集計の平均・中央値と対象規模を補遺 B に記す。

https://www.meti.go.jp/shingikai/santeei/pdf/20260205_1.pdf

[14] 発電コスト検証ワーキンググループ 各電源の諸元一覧 2025 年 2 月 6 日

pp.13～15 火力本体、pp.19～22CCS、pp.30～31 原子力。CCS 設備費は回収能力で換算。本体の 2040 年効率改善を本稿の運転性能に流用しない。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_02.pdf

[15] 電力中央研究所 泰中一樹ほか EX22013 2030 年を想定した火力発電の脱炭素化技術に対する経済性および環境性の評価 2023 年 6 月

表 2.7 の CO₂輸送・貯留 12,239 円/t。液化 CO₂船 1,100km、年間 300 万 t 等のモデル条件。水素・アンモニア製造工程の回収費を発電所の別建て回収変動費に転用しない。

<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=EX22013>

[16] 杉山大志『石炭火力の焚増しによる発電コスト削減の試算』CIGS Working Paper No.26-022J、2026 年 9 月 10 日。

2016 年 8 月～2026 年 7 月の 120 か月を比較。2018 年 6 月と 2026 年 7 月の同月 CIF 価格と、送電端効率・高位発熱量の換算を参照。

https://cigs.canon/article/20260910_10417.html

[17] 財務省貿易統計 主要商品の時系列データ 原油および粗油

2025 年の金額 9,622,292,104 千円を数量 137,175,857kL で除し、原油 CIF 単価を計算した。石油等火力の代理燃料単価に使用。石炭・LNG は[16]の指定値を採用する。

<https://www.customs.go.jp/toukei/suii/html/data/d61ca.csv>

[18] OCCTO 広域系統長期方針 広域連系系統のマスタープラン 2023 年 3 月

p.27 表 4 のベースケースにある投資額 6.0～7.0 兆円、年間費用 0.55～0.64 兆円を参照し、それぞれ上端の 50%を本稿の 2040 年条件として採用。pp.19、22～24 の 6GW・8GW の追加構想、関門 2.8GW 追加、FC2.7GW 追加も参照する。2050 年の全国概算であり、2040 年の個別工事費とは区別する。

https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/chokihoushin/files/chokihoushin_23_01_01.pdf

[19] 電気事業連合会 日本の原子力発電所 稼働状況一覧 2026 年 4 月 20 日時点

既設 33 基と定格出力の確認。志賀 2 号機は 120.6 万 kW。閲覧日 2026 年 9 月 17 日。

<https://www.fepec.or.jp/sp/re-operation/>

[20] 資源エネルギー庁 2040 年度におけるエネルギー需給の見通し 2025 年 2 月

発電電力量約 1.1~1.2 兆 kWh を記載する。1.2 兆 kWh という規模の公的な参照値であり、本稿のエリア需要 1,142TWh と統計上の境界が一致する需要予測値ではない。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_03.pdf

[21] 篠崎康平・有賀健・嶺聡彦・高山明正『石炭火力の負荷変動対応技術開発』, 日本エネルギー学会機関誌えねるみくす, 102(1), 38-47, 2023。

表 1 と負荷帯・微粉炭機の説明。最低負荷 30%、負荷変化率の現状例を参照。

https://www.jstage.jst.go.jp/article/jieenergymix/102/1/102_38/_article/-char/ja/

[22] Agora Energiewende, Flexibility in thermal power plants: With a focus on existing coal-fired power plants. Study by Prognos AG and Fichtner, 2017.

Table 1, p.48。最低出力、運転中のランプ、温態・冷態起動の区別。日本の全国実測値ではない。

https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf

[23] OCCTO『第 116 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会』資料 2, 2026 年 2 月 16 日。

13-14 頁の 8% の考え方を参照。各 30 分需要への一律適用は本稿の簡便な容量点検。

https://www.occto.or.jp/assets/chousei_116_02.pdf

[24] SciPy, Linear programming / HiGHS documentation; Huangfu, Q. and Hall, J.A.J., Parallelizing the dual revised simplex method, Mathematical Programming Computation, 2018.

疎行列による線形計画。起動計画は外生入力とし、整数変数を用いない。実行版・終了記録は再現資料。

<https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.optimize.linprog.html>

[25] 北海道 エリア需給実績 2025 年 4 月

月別 CSV 形式で公表された 30 分間隔の需給実績。電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/supply_demand_results/csv/eria_jukyu_202504_01.csv

[26] 東北 エリア需給実績 2025 年 4 月

月別 CSV 形式で公表された 30 分間隔の需給実績。電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/common/demand/eria_jukyu_202504_02.csv

[27] 東京 エリア需給実績 2025 年 4 月

月別 CSV 形式で公表された 30 分間隔の需給実績。電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://www.tepco.co.jp/forecast/html/images/eria_jukyu_202504_03.csv

[28] 中部 エリア需給実績 2025 年 4 月

各月の CSV データを収録する ZIP 形式。30 分平均電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://powergrid.chuden.co.jp/denki_yoho_content_data/eria_jukyu_2025.zip

[29] 北陸 エリア需給実績 2025 年 4 月

月別 CSV 形式で公表された 30 分間隔の需給実績。電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://www.rikuden.co.jp/nw/denki-yoho/csv/eria_jukyu_202504_05.csv

[30] 関西 エリア需給実績 2025 年 4 月

月別 CSV 形式で公表された 30 分間隔の需給実績。電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://www.kansai-td.co.jp/interchange/denkiyoho/area-performance/eria_jukyu_202504_06.csv

[31] 中国 エリア需給実績 2025 年 4 月

月別 CSV 形式で公表された 30 分間隔の需給実績。電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://www.energia.co.jp/nw/jukyu/sys/eria_jukyu_202504_07.csv

[32] 四国 エリア需給実績 2025 年 4 月

月別 CSV 形式で公表された 30 分間隔の需給実績。電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://www.yonden.co.jp/nw/supply_demand/csv/eria_jukyu_202504_08.csv

[33] 九州 エリア需給実績 2025 年 4 月

月別 CSV 形式で公表された 30 分間隔の需給実績。電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://www.kyuden.co.jp/td_area_jukyu/csv/eria_jukyu_202504_09.csv

[34] 沖縄 エリア需給実績 2025 年 4 月

月別 CSV 形式で公表された 30 分間隔の需給実績。電力の単位は MW である。2026 年 3 月までの 12 か月を同一系列から使用。

https://www.okiden.co.jp/business-support/service/supply-and-demand/csv/eria_jukyu_202504_10.csv

[35] 資源エネルギー庁『エネルギー動向（2025 年 6 月版）』第 1 章第 4 節 二次エネルギーの動向。

発電電力量の電源構成における水力は揚水を含むとする説明を参照。一次エネルギー国内供給と電源構成の統計は区別する。

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/energytrends/202506/html/s-1-4.html>

[36] 資源エネルギー庁『日本のエネルギー2025』1. S + 3E。

発電電力量と、所内消費・送配電損失を差し引いた需要の区別を参照。2040 年 CCS の詳細な所内動力を規定した資料とは扱わない。

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/energy2025/01.html>