CIGS The Canon Institute for Global Studies

CIGS Working Paper Series No. 26-033J

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：追加分析

杉山 大志（キヤノングローバル戦略研究所 研究主幹）

2026. 11. 5.

※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 キヤ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：追加分析

キヤノングローバル戦略研究所　研究主幹　杉山大志

2026 年 11 月 5 日

平易な要約

前回の報告「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ワーキングペーパー(26-030J)、2026 年 9 月 27 日[1]に対する追加計算を行った。

ケース設定は前回同様、脱炭素の制約を置かず電気代低減を優先する ①既存火力活用ケースと、再エネ 50%などの目標達成を目指す②エネ基対応ケースの 2 つとした。

主な変更点は 3 つある。A)設備寿命で平均化した費用計上だけではなく、設備費の償却期間を考慮した費用計上を行った。B)風力発電の地域分布を、公表されている計画水域を参考に、北海道・東北・九州に重点を置いたものとした。C)気象パターンを 1 つだけではなく、合計 5 つを用意し、全ての気象パターンにおいて需給バランスが成立する発電設備構成について評価した。

このうち、計算結果に大きな影響があったのは A)であった。設備費の償却期間を考慮した費用計上を行うと、2040 年における両ケースの費用差は年間 20 兆円近くに上ることが分かった。

要約

本稿は、2026 年 9 月 27 日稿を基礎として、複数の気象条件に対応する設備構成、洋上風力の地域配置、取得年度別の減価償却が発電費用に与える影響を検討する。①既存火力活用ケースと、再エネ、蓄電池、CO_2回収・貯留（CCS）および連系線増強を組み合わせる②エネ基対応ケースを比較し、全国 10 地域・30 分刻み、年間需要 1,142TWh の通年需給を計算した。

①②それぞれについて、各ケースの地域別設備を気象条件間で共通に保ち、基準条件、日射の部分置換、および日射・風力を抑えた三つの条件の計 5 条件で、需要の 8%に相当する供給余力を確保しながら、需給が均衡することを確認した。

②では CCS・バイオマスも経済負荷配分に参加させて計算した。太陽光 287.85GW、蓄電池 191GW・649.4GWh 等の設備により、基準条件の再エネ比率は 49.9368%となった。5 気象条件における比率は 48.77～49.94%となった。

基準条件における寿命平準化費用は①15.22 兆円／年、②31.88 兆円／年、差額 16.66 兆円／年となった。その一方で、追加設備を 2026～2040 年に均等に導入するとし、取得年度別償却と 3%の資本報酬で評価すると、2040 年の比較費用は①15.45 兆円、②34.78 兆円、差額 19.33 兆円となった。

洋上風力の全国合計の設備容量をそろえ、基準条件の出力制御前の年間設備利用率を共通とした洋上風力の配置比較では、公表海域を参照した配置と旧比例配置の間で発電・出力制御・融通が変化した。基準条件の年間費用差は-0.0170 兆円であった。

なお本稿の結果はこれらの条件に対する設備と運転の整合性を示すものであり、多数の実気象年や発電所の故障確率を用いた停電確率評価は対象としていない。

目次

平易な要約 1

要約 1

1　目的と分析の位置付け 4

2　需要と設備の共通条件 4

2.1　30 分入力と電力量の範囲 4

2.2　二つの設備構成 4

2.3　蓄電設備と地域間連系線 7

3　運転計算と検証方法 7

3.1　火力の運転方針 7

3.2　需給と供給余力の同時評価 8

3.3　五つの気象条件と共通設備 8

3.4　独立検算と追加 LNG の容量下限 9

4　共通設備による五条件の結果 10

4.1　基準条件の発電量と費用 10

4.2　気象条件に対する運転の変化 10

4.3　追加 LNG の必要容量 11

5　洋上風力の地域配置 12

5.1　同じ全国容量での比較 12

5.2　出力制御と供給費用への影響 13
6　政府の電源構成との比較 14
6.1　発電端への換算と貯蔵の区分 14
6.2　実現比率と政府見通しの範囲 15
7　年間費用と取得年度別の償却 16
7.1　費用の積上げ 16
7.2　使用期間と償却期間 17
7.3　2040 年の比較費用 18
7.4　償却期間中と償却終了後 18
8　結論と評価の範囲 20
付録 A　費用と運転の主要諸元 22
付録 B　洋上風力の参照海域 24
付録 C　一般水力の新設と更新の確認例 24
付録 D　計算の検証記録 25
参考文献とデータ 27

1　目的と分析の位置付け

前稿は、発電設備・蓄電設備・CCS・系統増強の設備費と、燃料費・維持費を積み上げ、2040 年の発電費用を二つのケースで比較した。本稿は、その設備・費用条件を基礎に、基準の一条件で得られた構成が日射や風力の低下にも対応できるかを調べる追加分析である。併せて、洋上風力の地理的配置と、設備費を費用として配分する方法が評価額に与える影響を明らかにする。[1]

第 7 次エネルギー基本計画の 2040 年度見通しは、再エネ 4〜5 割程度、原子力 2 割程度、火力 3〜4 割程度という幅を示している。再エネの内訳にも太陽光 23〜29%程度、風力 4〜8%程度などの幅がある。本稿の②は、再エネ全体を基準条件で約 50%とする設備構成を設け、実際に利用できた発電電力量を政府計画の各範囲と対照し、おおむね整合していることを確認する。 [2][3]

比較に際しては、設備量を決める問題と、その設備を運転する問題を分ける。太陽光・風力・蓄電池・CCS 等の主な容量は比較条件として与え、追加 LNG の容量について供給余力を含む下限と実行可能性を点検する。したがって、以下の最小容量は追加 LNG だけに関する結果であり、全電源の投資を同時に選ぶ最小費用の設備構成を意味しない。

費用評価では、設備の使用期間にわたって平準化した費用と、取得年度ごとに償却費・資本報酬を計上した費用の双方を示す。設備条件や投資額を変えずに、追加投資の費用を各年へ配分する方法の違いを調べる。

2　需要と設備の共通条件

2.1　30 分入力と電力量の範囲

基準時系列には一般送配電事業者 10 社の 2025 年度エリア需給実績を用いる。期間は日本標準時の 2025 年 4 月 1 日 0 時から 2026 年 3 月 31 日 23 時 30 分まで、計 17,520 時点である。基準需要を全国一律に拡大し、各ケースの年間需要を 1,142TWh とする。通常の需給系列には元の 30 分値を用いる。[4]

本稿の需要はエリア需給を対象とし、送配電損失を含む一方、所内消費や蓄電池・揚水の貯蔵損失を賄う分を含む発電電力量とは異なる。基準条件の総発電電力量（発電端）は①1183.3TWh、②1210.9TWh である。政府見通しの電力需要 0.9〜1.1 兆 kWh 程度、発電電力量 1.1〜1.2 兆 kWh 程度と統計の範囲が異なるが、おおむね一致するものである。[3][5]

2.2　二つの設備構成

表 1 に比較の設備構成を示す。①は既存の原子力・火力を維持し、運転費用による経済負荷配分を行う。②も同じ既存火力の総容量を維持した上で、その一部を CCS へ改造し、再エネと蓄電池を増設する。休止設備を含む既存設備の活用は前稿の比較条件を引き継ぐものである。供給力が不足する場合は追加で LNG 火力を新設すると想定する。後述するように①ではこれは 22.9GW となった。②ではこれは 0GW であった。[6][7]

表 1　全国の設備容量

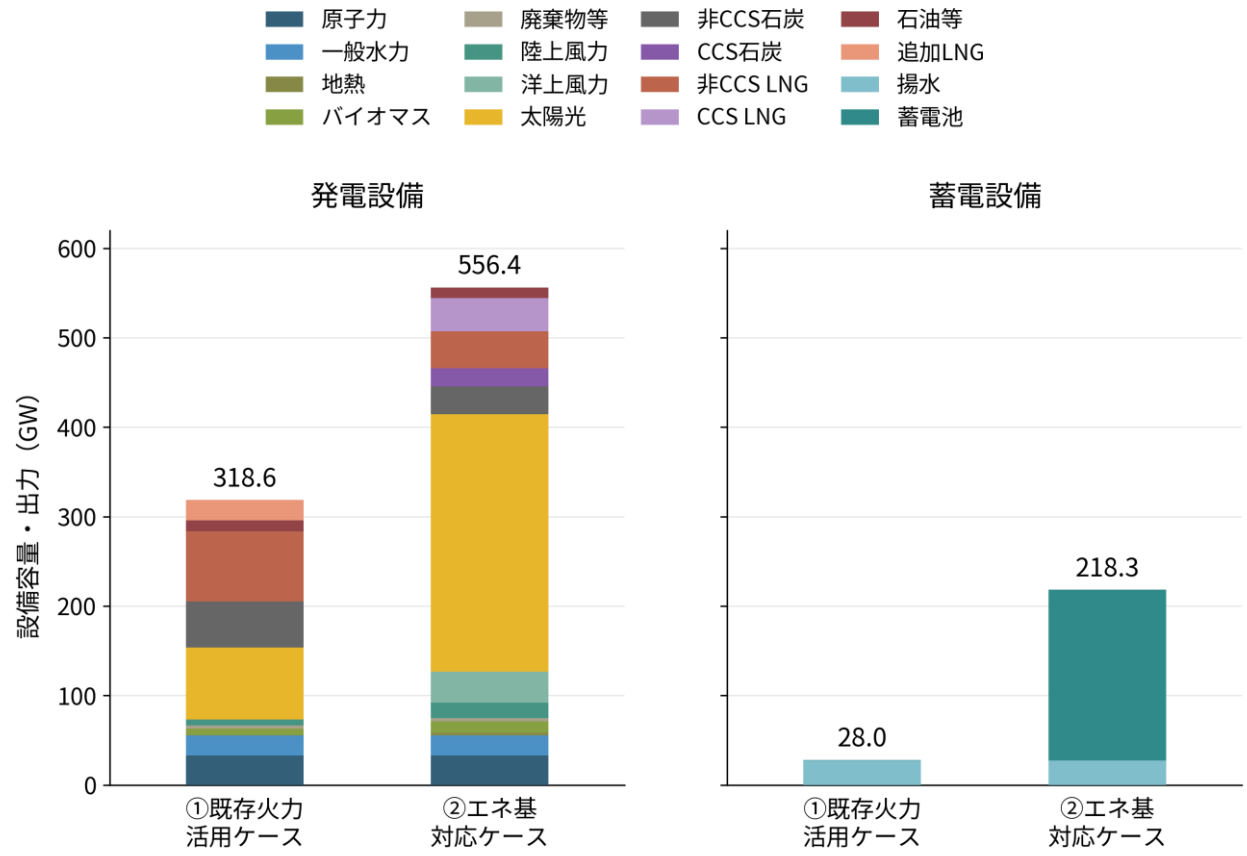
電源・設備	①既存火力活用（GW）	②エネ基対応（GW）
太陽光	80.190	287.852
陸上風力	6.590	17.295
洋上風力	0.250	34.591
一般水力	22.140	22.140
地熱	0.510	3.178
バイオマス	7.180	12.555
廃棄物等	3.660	3.660
原子力	33.083	33.083
非 CCS 石炭	51.380	31.400
CCS 石炭	0.000	19.980
非 CCS LNG	78.450	41.688
CCS LNG	0.000	36.762
石油等	12.200	12.200
追加 LNG	22.922	0.000
蓄電池	0.660	191.000
揚水	27.340	27.340

発電設備は発電端の定格容量。蓄電池は交流側出力。揚水の保有容量は 27.34GW、運用可能出力は 20GW とする。

①②それぞれの設備量を W0〜W4 で固定する。CCS 改造前後の容量を重複加算しない。

表 1 の設備容量を図 1 に示す。発電設備の合計は①の 318.6GW に対して②は 556.4GW となり、蓄電池・揚水の出力合計は、それぞれ 28.0GW、218.3GW となる。

図 1　両ケースの発電設備容量と蓄電設備出力



出所：表 1。左は発電端の定格容量、右は蓄電池の交流側出力と揚水の保有容量であり、縦軸の尺度を共通とする。揚水は保有容量 27.34GW を表示し、計算上の運用可能出力は 20GW とする。棒上の数値は合計。CCS 改造前後の容量を重複加算しない。

②の太陽光容量は、以前の運転条件で太陽光約 29%・再エネ約 50%に近づけた参照値 286.135GW に、1.006 を乗じた 287.852GW である。これは政府が指定した設備容量や、公表案件を積み上げた導入予定量ではない。全国一律の小幅な調整であり、地域配分と各時刻の設備容量当たりの発電可能量を保つために実施した。

原子力は 33.083GW、利用率 80%、所内率 4%に基づく一定出力とする。一般水力は 22.14GW を基準とし、実績に基づく 30 分出力系列を全量優先利用する。再エネ比率の調整を目的とした倍率拡大や、水の自由な時間移動は与えない。地熱、バイオマス、廃棄物等についても、入力で定めた容量と出力上限を維持する。

一般水力の新設・更新については、運開時期と標準年間増電量を確認できた案件がある。ただし、工事停止を含む 2025 年度実績からの純増量、接続地域、工事費の整合が未確定であるため、主計算では

追加していない。確認した案件と採用を見送った理由は付録 C に示す。水力を政府見通しの 8〜10%へ合わせることはしない。

2.3　蓄電設備と地域間連系線

②の蓄電池は 191GW、利用可能電力量 649.4GWh、往復効率 85%とする。191GW は接続の問い合わせ容量を参照して前稿が置いた比較条件であり、建設確定量や費用最適容量を示すものではない。放電深度 80%、寿命末容量 80%および放電側効率を考慮した初期公称容量は約 1,100.6GWh となる。①の蓄電池は既存のもの 0.66GW とし、出力当たり電力量の条件は同じである。[8][9][10][11]

揚水は両ケースで運用可能出力 20GW、利用可能電力量 120GWh、往復効率 70%とする。これは既存貯水池を個別に積み上げた容量ではなく、前稿から維持した 6 時間の代表条件である。蓄電池も揚水も、充放電と貯蔵量を通年で同時に最適化する。境界条件として、年間の期首と期末は一致させる。

地域間融通は方向別の運用容量で表す。①の比較基準に対し、②ではマスタープランの追加増強量の 50%を仮定し、北海道―東北に 3GW、東北―東京に 4GW などを加える。これらは 2040 年までの完成予測ではなく、比較上の設備条件である。中部・北陸・関西のフェンス制約は中央接続点で表し、通常時と供給余力発動時の総潮流に同じ容量制約を課す。地域内系統や交流潮流、送電損失の詳細は解かない。[12][13]

3　運転計算と検証方法

3.1　火力の運転方針

①では、非 CCS の石炭・LNG・石油等とバイオマスを、燃料費等の運転実費に基づいて経済負荷配分する。②では CCS 火力も経済負荷配分に加え、CO_2排出に対して 100 万円/t-CO_2の仮想炭素価格を運転評価に用いる。CCS の回収後に残る排出も評価対象とする。仮想炭素価格は低排出の運転を選ぶための計算上の係数であり、報告する発電費用には加算しない。

石炭火力には、通年、夏冬中心の 8 か月、夏冬 4 か月という三つの運転区分を置く。各区分の運転日程を共通条件として与え、利用可能な設備の範囲内で気象条件ごとに並列容量を選ぶ。最低出力は選んだ並列容量の 30%とし、共通の立上げ・停止形状と出力変化制約を適用する。個別発電所の起動停止時刻は最適化しない。[14][15]

CCS 石炭・CCS LNG は年間利用率 85%を上限とする。非 CCS の既存火力と追加 LNG は、供給余力の確保に加え、通常時の経済負荷配分にも用いる。バイオマスは与えられた出力上限の範囲内で、経済負荷配分に従って運転する。

原子力・地熱・廃棄物等は所定の出力系列、一般水力は実績系列を固定供給とする。太陽光・陸上風力・洋上風力は地域・時点ごとの発電可能量まで利用でき、余剰が生じる場合は出力を抑制する。同一地域・時点では三者が同じゼロ運転費の供給源として集約されるため、内訳はその時点の発電可能量に比例して配分する。総利用量と総費用は、この内訳の選び方に依存しない。

3.2　需給と供給余力の同時評価

各地域・各 30 分について、発電、充放電、地域間融通の収支を需要と一致させる。需要の 8%を上げ方向の供給余力の基準とし、通常の出力と余力を同じ設備容量の範囲で確保する。8%は公的な供給信頼度検討を参照した比較上の条件であり、これを全時点へ一律に課す本稿の方法は、確率的な停電リスク評価とは異なる。[16]

火力の余力は、現在出力からその時点で利用可能な出力上限までの余裕と、30 分で増加できる出力の小さい方で制限する。石炭の出力変化率は 1%/分、LNG は 2%/分、石油等は 1.5%/分を代表値として用いる。CCS 火力も余力の供給に参加する。バイオマス、原子力、再エネの抑制分は今回の余力には計上しない。

蓄電設備の余力は、放電出力の余裕に加え、通常の 30 分放電を行った後に 3 時間の継続供給ができる貯蔵量によって制限する。貯蔵量を S、充電・放電出力を P_c・P_d、余力を R、往復効率を η とすると、以下の関係を課す。充電側に往復損失をまとめ、S を交流側で取り出せる電力量として扱う。

$$S(t) = S(t-1) + 0.5 \times \{\eta\ P_c(t) - P_d(t)\}$$

$$0.5 \times P_d(t) + 3 \times R(t) \le S(t-1)$$

地域間で余力を融通する際には、発動後の総潮流が方向別運用容量を超えないことも必要となる。この条件は、10 地域の空集合以外の 1,023 通りの部分集合について、各集合の需要と利用可能余力、外部から流入できる量を比較して確認する。年間 17,520 時点との組合せは 1 条件につき 17,922,960 通りとなる。

3.3　五つの気象条件と共通設備

表 2 の 5 条件を用いる。すべての条件で需要系列と地域別設備容量を共通に保ち、運転だけを変える。W1 は過去の実観測を利用した部分置換であり、W2〜W4 は低日射・低風力の程度と継続期間を指定したストレス条件である。これらは生起確率や、複数の実気象年を反映するものではない。

表 2　検証する気象条件

条件	変更する発電可能量	期間と範囲
W0	基準系列	2025 年度の 30 分需給
W1	東京・関西の太陽光を日射観測で部分置換	8 月。東京・大阪の 2017 年の毎時日射を使用
W2	太陽光を基準の 50%に	9 月。北海道・沖縄を除く 8 地域
W3	陸上・洋上風力を基準の 30%に	1 月 8〜21 日。全国
W4	太陽光 50%、陸上・洋上風力 30%に	2 月 1〜14 日。全国

倍率は元の発電可能量に適用する。各条件の需要と設備容量は不変。W1 は全国の 2017 年度気象を再現する条件ではない。

W1 では、東京・大阪の 2017 年 8 月の日射形状を、各地点の 2025 年 8 月の日射合計によって校正する。これを基準の東京・関西の太陽光発電可能量へ対応させ、毎時値に対応する平均出力を、その時間内の二つの 30 分区間に等しく割り当てる。[17][18]

3.4　独立検算と追加 LNG の容量下限

通年運転は疎行列線形計画として HiGHS で求める。必要な出力変化・余力制約を逐次追加し、全時点の検査が通るまで再最適化する。保存した出力に対して別の会計・検算コードを適用し、需給、設備上限、石炭最低出力、出力変化、貯蔵収支、年度境界、CCS 年間上限、連系線容量、供給余力を検証する。さらに、需要最大時と全月境界を含む 125 時点では、地域間余力配分を別の小規模線形計画で直接解く。[19][20]

運転計画は各条件の年間需給系列を既知として求めるため、気象予測誤差や実時間の運転修正に伴う費用は含まない。

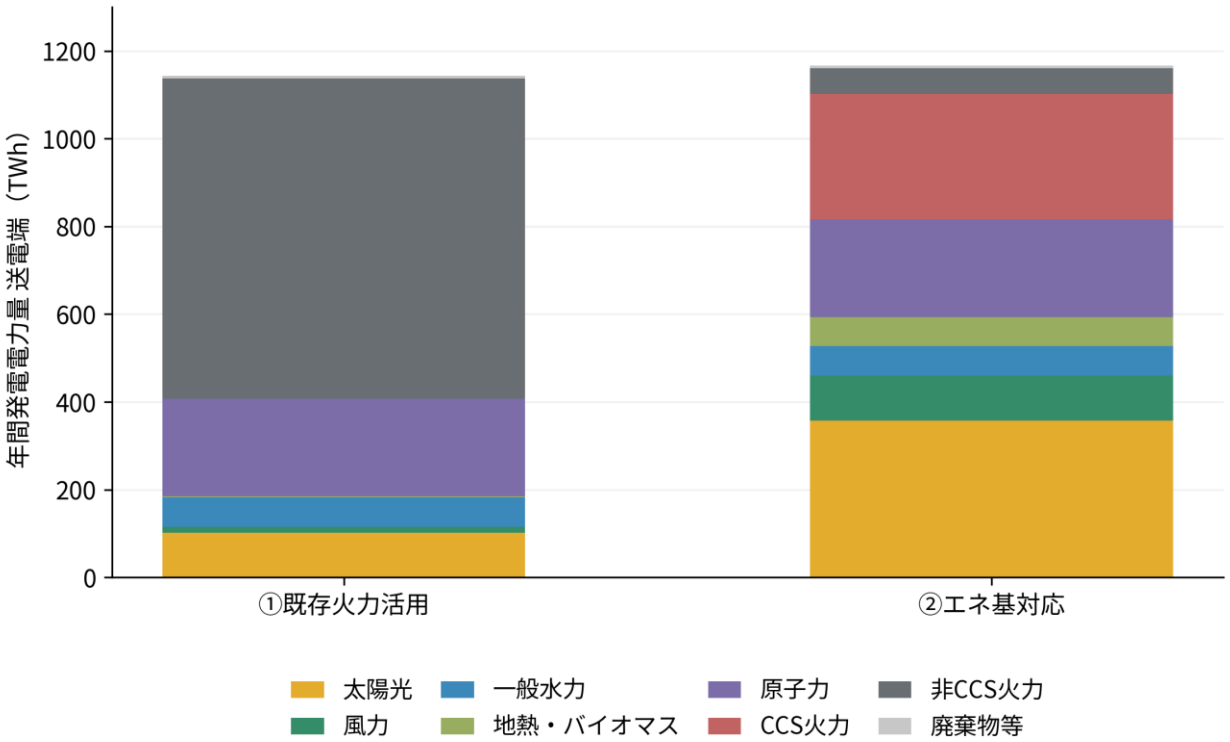
追加 LNG の下限は、蓄電のエネルギー制約や火力の出力変化等を緩和した瞬時の容量条件から別に求める。制約を緩めた問題の最小容量は、元の通年問題でも必ず必要となる容量の下限である。この下限と、同じ地域別設備で 5 条件すべてに対応できた容量の総量が一致すれば、本稿のモデル内で追加 LNG の全国総容量が最小であると判断できる。

4　共通設備による五条件の結果

4.1　基準条件の発電量と費用

基準条件 W0 では、①の年間費用は 15.2189 兆円、②は 31.8780 兆円となった。図 2 に年間発電量を示す。①では非 CCS 火力が 729.7TWh を供給する。②では太陽光・風力と CCS 火力への置換が進むが、既存の非 CCS 火力も 59.2TWh 発電し、②の需給成立を支えている。

図 2　基準条件の電源別年間発電量



出所：本稿計算。送電端電力量。蓄電池・揚水の放電は元の発電量に重複加算しない。発電量合計と共通需要との差は貯蔵損失に対応する。

②の再エネ比率は発電端で 49.9368％となる。太陽光の発電可能量 365.12TWh に対し、利用量は 357.52TWh、出力制御は 7.60TWh である。太陽光・風力全体の出力制御は 10.44TWh となった。一般水力は入力の 66.62TWh を全量利用している。

②の蓄電池は年間 145.64TWh を充電し、123.80TWh を放電する。揚水は 9.38TWh を消費し、6.57TWh を放電する。同じ需要を賄う場合でも、貯蔵損失が大きいほど必要な発電電力量が増える。このため、電源構成比を論じる際にも発電端の分母を確認する必要がある。

4.2　気象条件に対する運転の変化

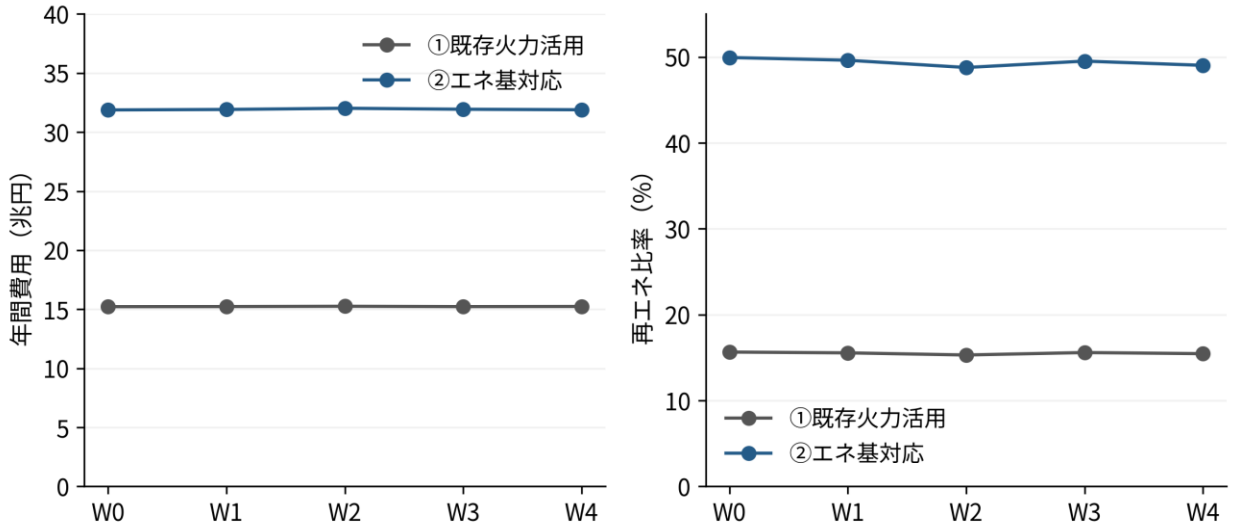
表 3 と図 3 は、同一設備を W0～W4 で運用した結果である。①の年間費用は 15.219～15.252 兆円、②は 31.878～32.019 兆円となる。②の再エネ比率は 48.77～49.94％の範囲で変わる。低日射・低風力条件での比率低下は共通設備の出力変化を表すものである。

表 3　五条件の運転結果

条件	①費用 兆円／年	②費用 兆円／年	①再エネ %	②再エネ %	②非 CCS 火力 TWh
W0	15.219	31.878	15.64	49.94	59.25
W1	15.228	31.917	15.55	49.62	61.58
W2	15.252	32.019	15.30	48.77	70.45
W3	15.224	31.935	15.59	49.52	62.93
W4	15.236	31.892	15.45	49.02	74.40

費用は寿命平準化方式。再エネ比率の分母は、貯蔵放電を除く総発電電力量（発電端）。非 CCS 火力は石炭・LNG・石油等と追加 LNG の送電端電力量。

図 3　気象条件ごとの年間費用と再エネ比率



出所：本稿計算。①②それぞれで設備を共通とする。W1〜W4 の定義は表 2。

②の年間費用は W2 で最大となる一方、CO_2排出量は W4 の約 5,360 万 t で最大となった。W4 では W2 に比べ、非 CCS 石炭火力の発電量が多く、CCS 火力の発電量と CO_2回収量が少ない。この運転配分の違いを反映し、燃料費と CO_2輸送・貯留費はいずれも W2 を下回る。

複数条件での成立は、年間の供給電力量だけでは判定できない。低出力が続く期間の貯蔵残量、夕方の需要と発電の変化、地域間送電の制約を同時に満たす必要がある。本稿では全時点の制約残差を検査し、①②の全 10 条件について供給不足のない解を確認した。検算値は付録 D に示す。

4.3　追加 LNG の必要容量

①では追加 LNG22.922314800GW を共通に設けることで 5 条件すべてが成立した。瞬時容量条件から求めた全国総量の下限も 22.922314800GW であり、数値許容誤差の範囲で一致する。したがって、固定した他の設備・送電能力と今回の 5 条件の下で、この全国総容量は最小である。ただし地域別配分が唯一であることまでは示していない。

下限を決めた制約は、W2 の 9 月 1 日 16 時における東北から九州までの 8 地域の需給と供給余力、および W0 の 10 月 3 日 16 時 30 分における沖縄の需給と供給余力である。全国合計だけを見て設備を配置するのではなく、連系線で結ばれた地域集合と独立系統の制約を満たす配置が必要になる。

表 4　共通の追加 LNG 容量

地域	①送電端容量（GW）	②送電端容量（GW）
北海道	0.0000	0.0000
東北	0.0000	0.0000
東京	5.2602	0.0000
中部	2.0648	0.0000
北陸	0.0000	0.0000
関西	9.9950	0.0000
中国	0.0000	0.0000
四国	0.0000	0.0000
九州	4.5482	0.0000
沖縄	0.5499	0.0000
全国発電端合計	22.9223	0.0000

地域別値は給電計算の送電端容量。最下段は、地域別の送電端容量の合計を、所内率 2.2%を戻して発電端容量へ換算した値。

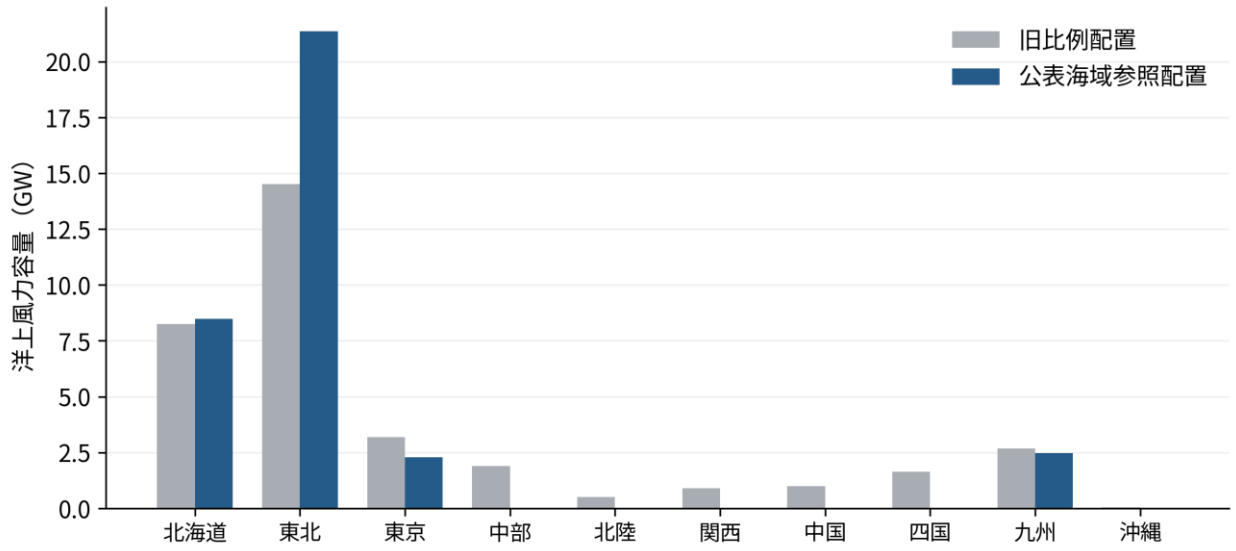
②は追加 LNG ゼロで全条件が成立し、非負の容量下限にも一致した。既存の非 CCS 火力、CCS 火力、蓄電池・揚水、連系線増強を含む設備の組合せによる結果である。なお、個別発電所の偶発故障や地域内系統制約を追加すれば必要容量が変わり得るが、本稿では対象外である。

5　洋上風力の地域配置

5.1　同じ全国容量での比較

洋上風力は、実績風力の地域配分に従う旧比例配置と、公表海域の規模を重みとする参照配置を比較する。全国総容量 34.591GW、費用単価、他電源の容量、運転条件は共通である。図 4 に示すように、公表海域参照配置では東北への配分が大きくなり、中部・北陸・関西・中国・四国・沖縄の配分はゼロとなる。これらの地域に建設の可能性がないという判断ではなく、採用した参照海域の範囲による。

図 4　洋上風力の地域別容量の比較



出所：本稿入力。旧比例配置と公表海域参照配置の全国容量はともに 34.591GW。公表案件の容量そのものではなく、その地域比率を全国容量へ比例拡大した値。

参照した 12 案件の規模は合計 6.1178GW である。環境影響評価の最大規模、公表計画、従前事業者が撤退した案件の旧計画を含むため、稼働中または建設確定容量の合計ではない。この地域比率を全国 34.591GW へ比例拡張した。各海域の原資料と規模は付録 B に示す。[21][22][23][24][25][26][27][28][29][30][31][32]

各地域の出力形状には地域の陸上・洋上合算風力実績を代理使用する。基準系列では地域別の出力制御前の年間設備利用率を同じ 23.172％に校正しているため、W0 ではどちらの配置でも年間の洋上発電可能量は 70.215TWh となる。W3・W4 では、低風力を課す期間の地域別出力が異なるため、変更後の年間発電可能量も配置間で異なる。この比較では全国一律の利用率引上げを行わず、地域別の出力形状、地域間で発電時間帯が重なる程度、連系線制約に伴う差を捉える。海域固有の風況や浮体式・着床式の性能差、地域内の接続線費用は評価していない。

5.2　出力制御と供給費用への影響

表 5 に、同一設備で各気象条件を解いた結果を示す。配置による全国設備費の差は置いていないため、費用差は発電の配分、燃料消費、CO_2輸送・貯留等の運転の変化から生じる。②の運転は仮想炭素価格を含めて選ぶので、実費だけが最小となる配分を選択しているわけではない。

表 5　洋上風力の配置比較

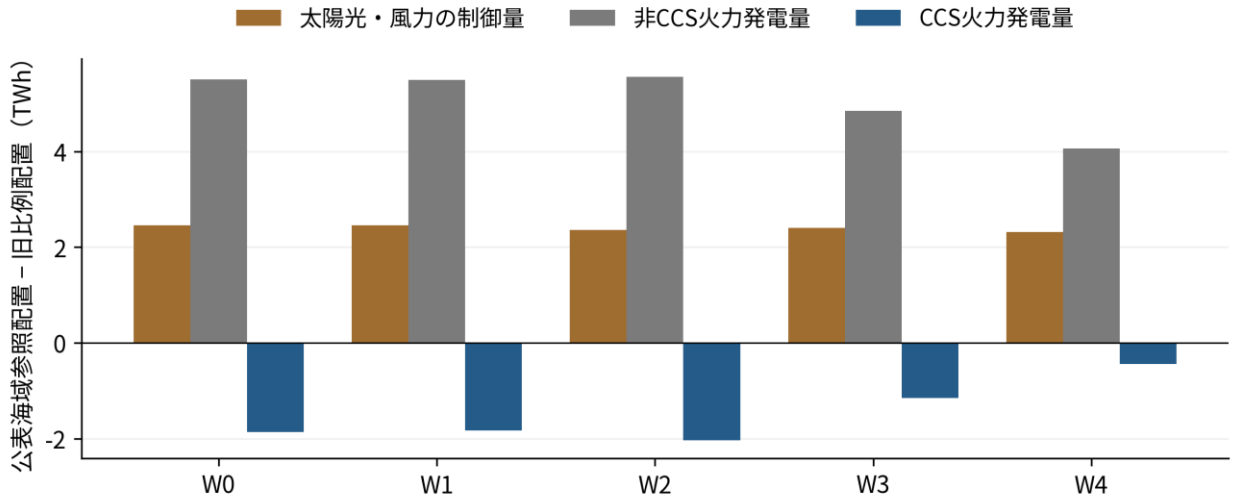
条件	旧配置費用 兆円／年	参照配置費用 兆円／年	費用差 兆円／年	制御量差 TWh	非 CCS 差 TWh
W0	31.8949	31.8780	-0.0170	+2.460	+5.510
W1	31.9335	31.9166	-0.0170	+2.460	+5.493

条件	旧配置費用 兆円／年	参照配置費用 兆円／年	費用差 兆円／年	制御量差 TWh	非 CCS 差 TWh
W2	32.0364	32.0189	-0.0175	+2.357	+5.560
W3	31.9457	31.9349	-0.0108	+2.406	+4.853
W4	31.8929	31.8916	-0.0013	+2.315	+4.058

差は公表海域参照配置から旧比例配置を引いた値。制御量は太陽光・陸上風力・洋上風力の合計。非 CCS 差は送電端発電量。

基準条件で公表海域参照配置に変更すると、太陽光・風力の出力制御は+2.460TWh、非 CCS 火力の発電量は+5.510TWh、年間費用は-0.0170 兆円変化する。図 5 は 5 条件における発電量と出力制御の変化を示す。基準条件では、同じ年間発電可能量でも配置によって利用量が変わる。全国費用への影響は、各時点の発電可能量と他の設備・連系線条件との組合せで決まる。

図 5　配置変更による年間電力量の変化



出所：本稿計算。公表海域参照配置から旧比例配置を控除。いずれも同じ全国設備量、同じ気象条件の比較。W3・W4 の差には、配置による年間発電可能量の差も含まれる。CCS 火力は石炭と LNG の合計。

今回の旧比例配置と公表海域参照配置では、ともに追加 LNG ゼロで全 5 条件が成立した。したがって、この設備条件では配置変更による追加 LNG 容量の差は確認されない。発電量・出力制御の差と、必要追加容量の差を分けて評価する必要がある。

6　政府の電源構成との比較

6.1　発電端への換算と貯蔵の区分

需給計算は送電端出力で行い、政府の電源構成との比較では電源別所内率を戻して発電端電力量へ換算する。太陽光・風力・一般水力は所内率ゼロ、地熱 11%、バイオマス・廃棄物等 16%、原子力 4%、非 CCS 石炭 5.6%、LNG2.2%、石油等 4.8%、CCS 石炭 9.3%、CCS LNG5.9%とする。CCS による効率低下を含む燃料消費量は送電端効率から求め、発電端電力量への換算には所内率を用いる。

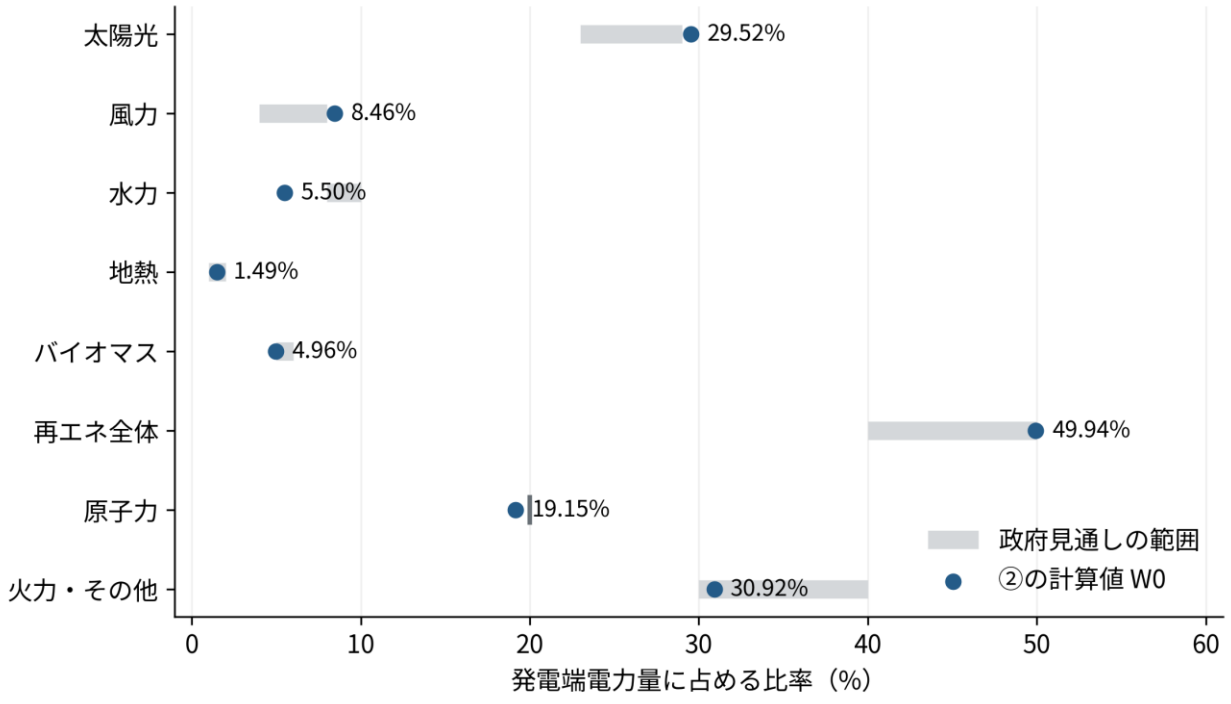
再エネ比率の分子は、出力制御後の太陽光・陸上風力・洋上風力・一般水力・地熱・バイオマスの発電端電力量、分母は貯蔵放電を除く全電源の発電端電力量である。蓄電池・揚水の放電は貯蔵前の発電量と重なるため、この分子・分母へ加えない。政府の総合エネルギー統計も、電源構成の水力から揚水発電の揚水分を除いている。[33]

一方、政府水力には混合揚水の自然流入に由来する発電が含まれる。本稿は地域実績の一般水力と貯蔵運転としての揚水を入力するが、自然流入分を独立した系列として復元していない。また、本稿のバイオマスは地域実績の専焼区分に対応し、混焼分を燃料別に再配分していない。廃棄物等は再エネの分子に含めず、火力・その他に区分するため、政府統計の燃料別分類とは完全には一致しない。以下では、発電端電力量を用い、貯蔵放電を除く基準をそろえて比率を比較する。ただし、上述の統計分類の差は残る。[34][35]

6.2　実現比率と政府見通しの範囲

図 6 では政府見通しの範囲に②W0 の実現比率を重ねる。範囲外の電源もそのまま表示し、再エネ合計、太陽光、風力は範囲の上限付近になっていることが確認される。原子力 20%程度は幅の指定がないため一点の目安として示す。

図 6　②の発電電力量構成と 2040 年度政府見通し



出所：政府見通し[2][3]と本稿計算。分母は貯蔵放電を除く総発電電力量（発電端）。政府の水力は混合揚水の自然流入分を含むが、本稿ではその独立系列を復元していない。火力・その他には廃棄物等を含めるため分類の対応には限界がある。灰色は政府の各範囲、青点は②W0。

表 6　政府見通しと基準条件の比率

電源	政府見通し（%）	①（%）	②（%）

電源	政府見通し（%）	①（%）	②（%）
太陽光	23〜29	8.60	29.52
風力	4〜8	1.17	8.46
水力	8〜10	5.63	5.50
地熱	1〜2	0.24	1.49
バイオマス	5〜6	0.00	4.96
再エネ全体	40〜50	15.64	49.94
原子力	20 程度	19.59	19.15
火力・その他	30〜40	64.76	30.92

貯蔵放電を除く総発電電力量（発電端）：①1183.31TWh、②1210.90TWh。電源別範囲の上端を合計した構成は想定していない。

②の太陽光比率は 29.52%、風力は 8.46%、水力は 5.50%となる。一般水力の入力全量を利用していても、水力比率は政府の 8〜10%を下回る。これは基準の水力電力量を維持する設定と、総発電電力量の大きさによる。

再エネ全体の 49.9368%は設計目安の 50%に近い。ただし、各電源の構成が政府見通しを再現したという意味ではない。電源別の範囲と合計の範囲を併せて確認することで、設備条件のどこが政府見通しと異なるかを把握できる。

7　年間費用と取得年度別の償却

7.1　費用の積上げ

年間費用は、既存設備の共通参考資本費、追加設備・CO_2回収設備の資本費、固定維持費、燃料費、石炭起動燃料費、CO_2輸送・貯留費、系統増強費の合計とする。寿命平準化方式では、割引率 3%と電源別の使用期間による資本回収係数を用い、建設投資を一定の年額へ換算する。これに廃止措置費の年額相当分を加えて資本費とする。既存設備の共通参考資本費も、同じ建設単価と使用期間を用いた比較上の評価額である。運転量の少ない設備についても設備費と固定維持費を計上する。[36]

再エネの建設費・維持費は国内の調達価格算定資料を、火力・原子力・CO_2回収設備は発電コスト検証の諸元を参照する。平均と中央値、設備規模、標本数が異なる統計値を区別し、採用単価を付録 A に示す。政府の電源別発電単価を本稿の発電量へそのまま乗じる計算ではない。[37][38]

CCS の回収設備費は、政府資料のモデル値を定格回収能力に比例して換算する。石炭の参照値は先進的 CCS 事業データへの近似、LNG の参照値は少数例の規模補正を含む費用推計である。本稿では既存発電本体に回収設備を追加する改造を想定し、回収設備費を別に計上する。CO_2輸送・貯留には 12,239 円/t を適用する。これは液化 CO_2船による 1,100km 輸送、年 300 万 t の圧入等を想定し、RITE の 2030 年目標案を参照したモデル値である。[39]

蓄電池は国内補助事業の 2024 年度見積額に基づくシステム 5.4 万円/kWh と工事 1.4 万円/kWh を合わせた 6.8 万円/kWh を参照し、本稿では初期公称容量へ適用する。固定維持費には 0.7 万円/kW 年を採用する。利用可能電力量 649.4GWh を評価末期の交流側電力量とし、649.4 ÷（0.8 × 0.8 × √0.85）から初期公称容量約 1,100.6GWh を求める。往復効率を充電・放電へ対称配分することと、価格資料の kWh を初期公称容量に対応させることは本稿の仮定である。価格資料の kWh が初期公称容量を指すか、また土地費用・接続費用をどこまで含むかは未確認である。[10][11][40]

7.2　使用期間と償却期間

寿命平準化方式では、取得時期や償却期間に応じた各年の費用の違いは表れない。そこで、追加投資を取得年度ごとに分け、定額償却費と平均未償却残高への資本報酬を計算する。中心条件では 2026〜2040 年の 15 年間に均等導入し、取得初年度から毎年 1 年分を償却する。残存価額はゼロ、資本報酬率は 3%とする。これは費用の計上方法に関する仮定であり、借入金の返済時期や実際の資金回収を表すものではない。[41][42][43]

表 7　使用期間と中心償却期間

設備	寿命平準化の使用期間（年）	償却期間（年）
太陽光・陸上風力・洋上風力	25	17
追加 LNG・地熱・バイオマス	40	15
CO_2回収設備	40	15
蓄電池	20	17
一般水力・揚水	60	22

償却期間は税法等の区分を参照した比較条件であり、設備ごとの税務上の分類を確定するものではない。一般水力・揚水の追加投資は今回ゼロである。

ある取得年度の投資額を I、償却年数を n、取得年度を 0 とする経過年数を a とする。0 ≤ a < n の期間では、当年償却費は I/n、期首残高は I（1 − a/n）、期末残高は I {1 −（a + 1）/n} となる。資本報酬は期首・期末残高の平均に 3%を乗じ、償却終了後はその取得分の償却費と資本報酬をゼロにする。

取得年度別資本費 = 当年減価償却費 + 0.03 × 平均未償却残高

2040 年の比較費用は、寿命平準化年間費用から追加投資本体の等価年額を差し引き、その代わりに 2040 年の償却費と資本報酬を加えて求める。廃止措置費の年額相当分は差し引かず、既存設備の共通参考資本費と系統増強の年経費も維持する。この置換により、追加投資本体の等価年額と償却費の二重計上を避ける。したがって、ここでいう取得年度別の比較費用は追加投資の費用配分だけを変更した評価額であり、既存設備を含む全設備の帳簿上の費用を再現した値ではない。

7.3　2040 年の比較費用

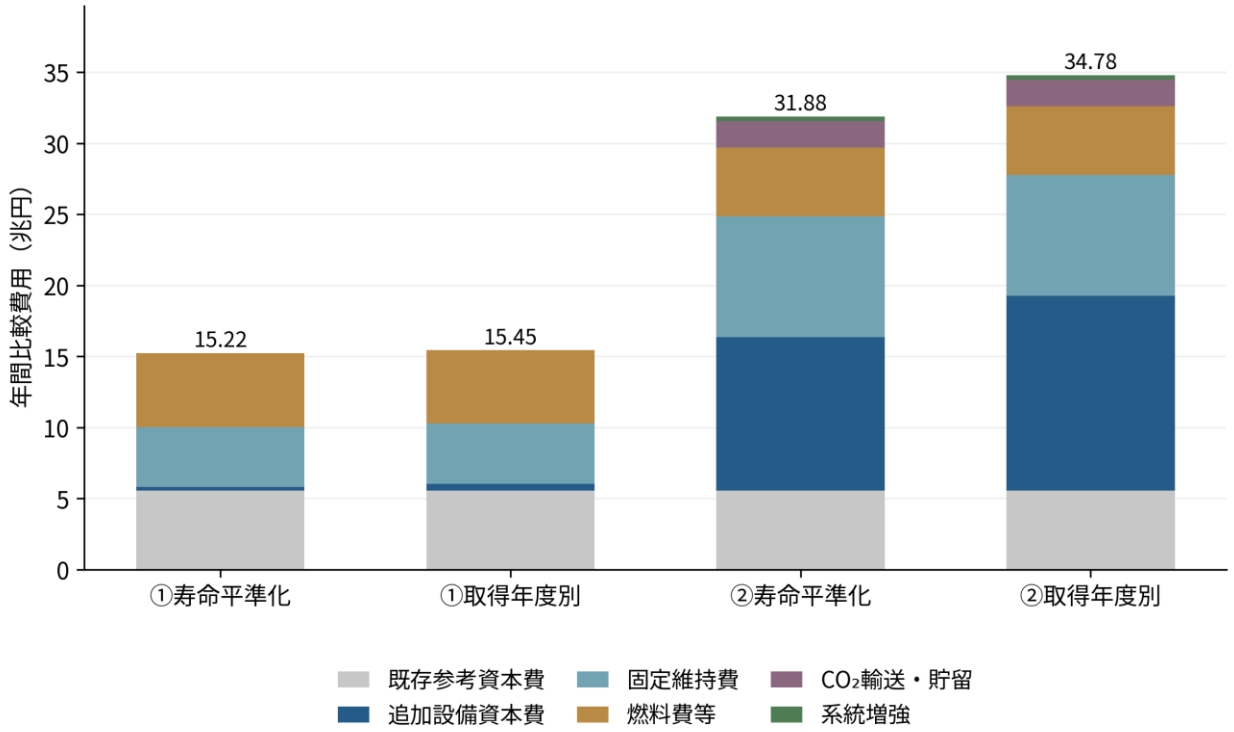
表 8 および図 7 に費用を示す。寿命平準化方式の差額は 16.66 兆円／年であるのに対し、取得年度別償却等を反映した 2040 年の年間差額は 19.33 兆円となる。共通需要 1,142TWh で除すと、それぞれ 14.59 円/kWh、16.93 円/kWh に相当する。これは小売の販売経費、制度上の賦課金や税、負担の配分を積み上げた料金予測ではなく、発電・貯蔵・対象系統の比較のための費用である。

表 8　基準条件の費用と取得年度別評価

評価方法	①（兆円／年）	②（兆円／年）	差額（兆円／年）
寿命平準化	15.219	31.878	16.659
取得年度別償却等 2040 年	15.455	34.783	19.329

基準条件 W0、2026〜2040 年均等導入、資本報酬 3%。取得年度別評価は追加投資本体の資本回収費を置き換え、運転費等は同じ W0 の値を使う。

図 7　寿命平準化と取得年度別償却等による費用内訳



出所：本稿計算。取得年度別は 2040 年値。追加設備資本費には CO_2回収設備を含み、取得年度別評価では投資本体を償却費・資本報酬へ置き換える。廃止措置費の年額相当分と既存参考資本費は維持する。

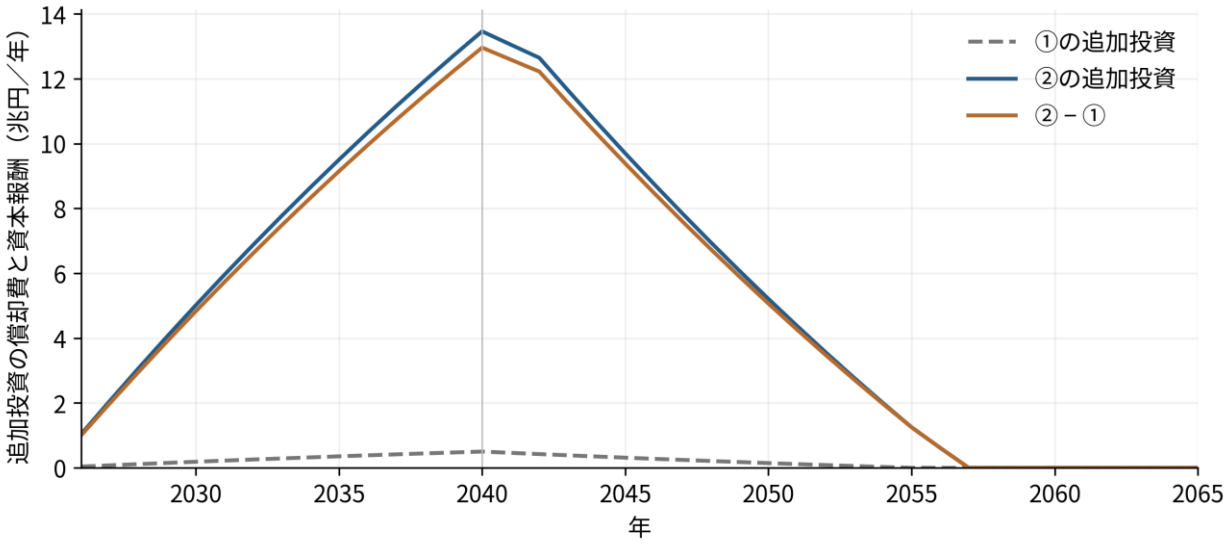
既存設備の共通参考資本費は両ケースとも 5.531 兆円／年であり、差額には影響しない。②と①の費用差には、再エネ増設に加え、蓄電池、CCS、系統増強、運転配分の変更による影響が含まれる。

7.4　償却期間中と償却終了後

図 8 は、中心条件における追加投資の償却費と資本報酬の推移である。導入期には取得済み設備が増えるため資本費が積み上がり、その後は各取得年の設備が順次償却を終える。未償却残高の減少に伴

って資本報酬も小さくなる。これにより、寿命平準化した一定の年額からは読み取れない、費用計上時期の違いを確認できる。

図 8　追加投資に対応する資本費の年度別推移

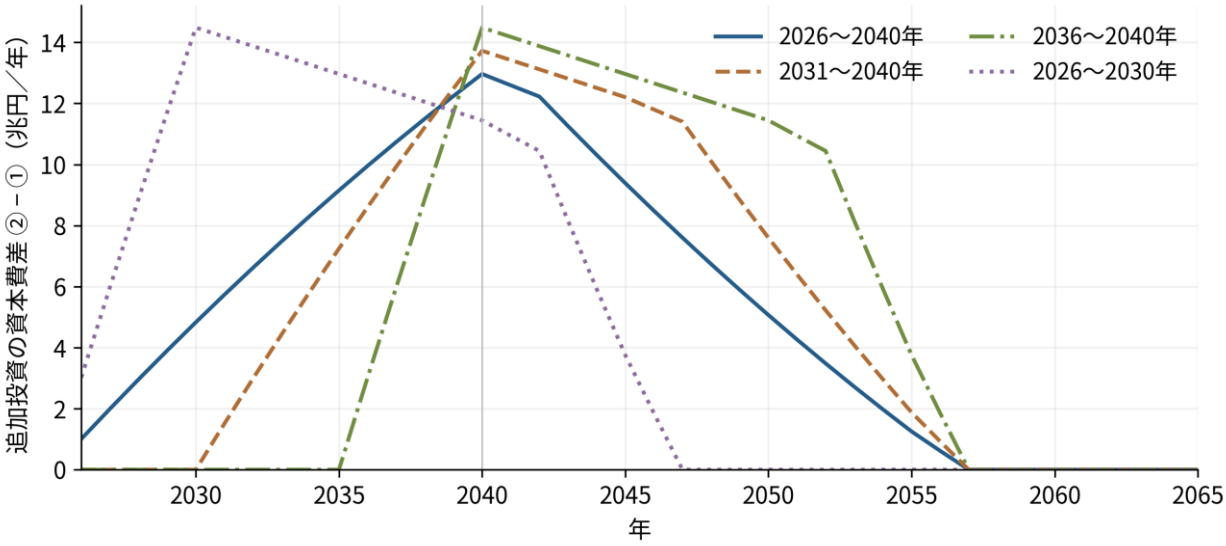


出所：本稿計算。2026〜2040 年均等導入、定額償却、資本報酬 3%。対象は初期追加投資の償却費と資本報酬のみ。更新投資、将来の運転費変化は含めない。

図の低下は初期投資の償却が進むことによる。設備の維持費、燃料費、CO_2輸送・貯留費はその後も生じる。また、使用期間を超えて供給を続ける場合には設備の更新・交換投資が必要になる。したがって、この資本費系列の低下率を、将来の総発電原価や小売料金の低下率へ読み替えることはできない。

取得時期を変えた場合の費用を図 9 と表 9 に示す。総投資額が同じでも、導入が後半に集中すれば 2040 年時点の未償却残高が大きくなり、導入時期が早ければ償却終了時期も早まる。

図 9　取得時期による追加投資の資本費差の変化



出所：本稿計算。各期間内で同じ総投資額を均等導入する。表示は②から①を控除した初期追加投資の資本費差。初期投資に対応する償却費と資本報酬だけを示し、設備の更新・交換投資は含めない。

表 9　取得時期と 2040 年の比較費用

均等導入期間	①（兆円）	②（兆円）	差額（兆円）
2026〜2040 年	15.455	34.783	19.329
2031〜2040 年	15.486	35.574	20.089
2036〜2040 年	15.516	36.365	20.849
2026〜2030 年	15.393	33.202	17.808

2040 年の運転費は共通。違いは追加投資の取得時期に対応する償却費・資本報酬。

表 10　償却期間による 2040 年の比較費用

設定	①（兆円）	②（兆円）	差額（兆円）
中心設定	15.455	34.783	19.329
CCS 回収設備 20 年	15.455	34.602	19.147
CCS 回収設備 40 年	15.455	34.330	18.875
蓄電池 10 年	15.455	34.864	19.409
蓄電池 15 年	15.455	35.237	19.782
蓄電池 20 年	15.455	34.273	18.819

導入は 2026〜2040 年に均等配分。期間を短くすると早期取得分の償却が 2040 年までに終了する場合があるため、2040 年の費用が必ず増えるとは限らない。

8　結論と評価の範囲

全国 10 地域・30 分刻みの通年計算により、①②それぞれの共通設備が、基準条件と四つの変更条件の全 5 条件で需給および 8%の供給余力を満たすことを確認した。追加 LNG の全国総容量は、今回の 5 条件に対し、その他の発電・貯蔵設備と連系線容量を固定したとき、①22.92GW、②0GW が最小となる。通年計算で供給可能性を確かめ、その容量が別途求めた下限に一致することから最小性を確認した。全電源を対象とする設備投資の最小費用解や、地域別配分の唯一性を示したものではない。

②は、太陽光 287.85GW、蓄電池 191GW・649.4GWh 等の設備により、基準条件で再エネ 49.9368%となった。CCS・バイオマスを含む経済負荷配分の下で得られた結果である。

基準条件の費用差は寿命平準化方式で 16.66 兆円／年、取得年度別償却等による 2040 年評価で 19.33 兆円となった。同じ投資額でも、使用期間全体に平準化する場合と、より短い償却期間に配分する場合では、各年に計上する資本費が異なる。追加投資の取得時期を示すことで、初期追加投資の費用が償却期間中に集中し、償却終了に伴って減る過程を示すことができる。

本稿の検証範囲は、基準系列、実観測の部分置換、および期間と低下率を指定した発電可能量の変更条件に限られる。これら 5 条件は過去・将来の気象を統計的に代表する標本ではなく、発生頻度や再

現期間を推定するものではない。需要は全条件で共通であり、厳寒・猛暑による需要増や、低日射・低風力との同時発生を別途推計していない。原子力と火力の個別故障、海域固有の風況、燃料供給途絶、地域内系統、工期と立地制約も含めていない。

付録 A　費用と運転の主要諸元

再現性を確保するため、主要単価を表 11 に示す。費用の基準年と統計上の性格は原典ごとに異なる。将来の技術革新による価格低下を一律に与えず、前稿の単価を保って追加条件の影響を比較する。

表 11　設備費と固定維持費

電源・設備	建設単価 万円/kW	固定維持費 万円/kW 年	使用期間 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
非 CCS 石炭	26.500	1.3752	40
非 CCS LNG	26.800	1.1567	40
石油等	29.300	0.9166	40
揚水	92.500	0.3260	60
蓄電池	39.183	0.7000	20

既存設備にも同じ単価による共通参考資本費を置く。蓄電池建設単価は初期公称容量への換算を含む。CO_2回収設備は別途回収能力で換算する。

太陽光 24.29 万円/kW は、システム費 20.3 万円/kW、造成費 1.84 万円/kW、接続費 2.15 万円/kW の各平均の和である。陸上風力は 7,500kW 以上の中央値、洋上風力は国内商用 4 件の平均、一般水力は新設 5,000〜30,000kW の平均、地熱は 15,000kW 未満の中央値、バイオマスは未利用材 2,000kW 以上の平均を代表適用する。廃棄物等には建設資材廃棄物の平均を代理使用する。これらは同一案件群の共通平均ではない。[37]

石炭・LNG・石油等の建設費は政府諸元の 26.5、26.8、29.3 万円/kW を参照し、維持費は人件費・修繕費・諸費等を組み合わせる。原子力は本体 45.8 万円/kW に安全対策費を加えた 60.025 万円/kW を共通参考値とし、修繕率は本体建設費へ適用する。これらの共通資本費は既存設備の帳簿残高から算定した値ではない。[38]

燃料の基準価格は石炭 12,830 円/t、LNG56,005 円/t で、それぞれ荷役等 2,300 円/t、3,100 円/t を加える。発熱量は石炭 25.7GJ/t、LNG54.6GJ/t。石油等は原油 CIF70,145.67 円/kL を代理値とし、取扱費 21,800 円/kL、発熱量 41.63GJ/kL を用いる。[44][45]

送電端効率は非 CCS 石炭 40%、LNG50%、石油等 37.128%、追加 LNG53.6922%、CCS 石炭 28%、CCS LNG43.7%とする。CCS の回収率は 90%である。石炭の効率低下幅 12 ポイント、LNG の低下幅 6.3 ポイントは参考文献に基づく評価条件であり、国内設備の実績平均ではない。CCS LNG については米国の既設 F 型複合火力の評価から低下幅を移しており、政府の 2040 年効率改善値をこの運転性能へ流用していない。[46][47]

CO_2回収設備の参照投資額は石炭モデル 0.3073 兆円、LNG モデル 0.0732 兆円であり、それぞれ利用率 70%で年間 285 万 t、106 万 t を回収する設備を基準とする。モデル内の定格回収能力へ比例換算し、設備費を運転量に比例して縮小しない。

表 12　基準条件の電源別年間費用

電源・設備	①（兆円／年）	②（兆円／年）
太陽光	1.5703	5.6368
陸上風力	0.1973	0.5179
洋上風力	0.0180	2.4838
一般水力	0.8929	0.8929
地熱	0.0746	0.4652
バイオマス	0.5030	2.3056
廃棄物等	0.4097	0.4097
原子力	1.8742	1.8742
非 CCS 石炭	3.2044	0.8281
CCS 石炭	0.0000	2.7341
非 CCS LNG	3.4537	1.3657
CCS LNG	0.0000	4.1921
石油等	0.2693	0.3345
追加 LNG	1.7183	0.0000
蓄電池	0.0225	6.5067
揚水	1.0107	1.0107
系統増強	0.0000	0.3200
合計	15.2189	31.8780

寿命平準化方式。CCS の行は当該発電本体の費用と回収設備、燃料、輸送・貯留を含む。非 CCS の行との二重計上はしていない。

付録 B　洋上風力の参照海域

表 13　地域配分の重みに用いた公表海域

海域	接続地域の近似	参照規模（GW）	資料
松前沖	北海道	0.3600	[21]
檜山沖	北海道	1.1400	[22]
能代市・三種町・男鹿市沖	東北	0.4940	[23]
由利本荘市沖	東北	0.8450	[23]
銚子市沖	東京	0.4030	[24]
八峰町・能代市沖	東北	0.3750	[25]
男鹿市・潟上市・秋田市沖	東北	0.3150	[26]
村上市・胎内市沖	東北	0.6840	[27]
西海市江島沖	九州	0.4200	[28]
遊佐町沖	東北	0.4500	[29]
青森県日本海南側	東北	0.6150	[30]
五島	九州	0.0168	[31]
合計		6.1178	

設備出力の公表規模。連系出力と風車定格合計を区別する。規模の出典年月と進捗状況は再現資料に収録。

能代市・三種町・男鹿市沖、由利本荘市沖、銚子市沖については、従前事業者が 2025 年に撤退している。これらの旧計画値を含め、ここでは地理的な重みだけを参照する。五島は 2026 年 1 月に商用運転を開始しているが、その他の案件も含めた 6.1178GW を完成確定量とはしない。[31][32]

付録 C　一般水力の新設と更新の確認例

表 14　一次資料で確認した水力の増電規模

案件	運開・完了時期	増電（GWh／年）	資料
佐久間発電所	2035 年度までに II 期工事を完了予定	55.00	[48]
夜明発電所	2027 年 6 月予定	13.00	[49]
軸丸発電所	2026-06-18	3.00	[50]
沈堕発電所	2026-04-01	4.00	[51]
小鳥川発電所	2026-07-31	2.57	[52]

案件	運開・完了時期	増電（GWh／年）	資料
合計		77.57	

全国の計画を網羅する一覧ではない。更新は更新前後の標準年間量の差、新設は計画年間発電量。本稿の需給計算には加算していない。

確認例の合計は 0.07757TWh／年である。しかし、更新前後の標準年間量の差は、工事停止を含む 2025 年度実績との差と同じではない。佐久間は 50Hz・60Hz 両対応、小鳥川は所有者と立地地域の対応を別途確かめる必要がある。今回参照した発表資料では工事費も確認できず、増加出力に新設単価を乗じるだけでは交換対象設備の費用を落とすおそれがある。このため、本稿の需給計算では基準の水力設備と発電系列を維持した。

付録 D　計算の検証記録

各条件について、入力設定、実行コードとハッシュ、ソルバー終了記録、30 分出力、独立会計・検算を保存した。表 15 には物理量ごとの最大残差を示す。単位が異なる需給収支と貯蔵収支を一つの数値へまとめず、GW と GWh を区別する。

表 15　全条件の独立検算

設備・配置	条件	需給最大残差 GW	余力最大違反 GW	貯蔵収支最大残差 GWh
①	W0	1.42e-14	8.66e-15	1.07e-14
①	W1	2.84e-14	3.00e-08	3.55e-15
①	W2	2.13e-14	3.00e-08	3.55e-15
①	W3	2.13e-14	3.00e-08	3.55e-15
①	W4	2.13e-14	3.00e-08	6.66e-15
②参照	W0	5.68e-13	2.93e-14	6.50e-13
②参照	W1	5.33e-14	8.96e-14	3.54e-13
②参照	W2	4.44e-14	4.00e-14	6.50e-13
②参照	W3	6.39e-14	8.96e-14	5.75e-13
②参照	W4	6.04e-14	7.17e-14	1.97e-12
②旧配置	W0	8.17e-14	8.72e-14	2.86e-13
②旧配置	W1	7.82e-14	8.72e-14	2.86e-13
②旧配置	W2	1.63e-13	9.77e-15	6.41e-13
②旧配置	W3	8.17e-14	5.51e-14	2.86e-13
②旧配置	W4	2.10e-13	1.13e-13	1.09e-13

各条件 17,520 時点、余力は 1,023 部分集合を全時点で検査。別の余力配分 LP を 125 時点で解いた。制約検査の許容値は 3×10^{-6}（各物理量の単位）を基準とする。

計算再現資料には、全条件の入力・出力、費用集計、取得年度別償却、容量下限の証明用記録、原典照合、図表元データと原稿生成コードを収録する。各条件の成立は、保存した 30 分出力と独立検算によって確認した。

独立コードによる数値 KKT 検算を追加した条件は、②公表海域参照配置・W0、②公表海域参照配置・W2、②公表海域参照配置・W4 である。これらの条件では、元の線形計画の完全行列と真正な最終主・双対変数を保存し、最終出力・物理検算・KKT 検算のハッシュの対応も確認した。この追加確認は、浮動小数点の許容誤差を用いた検算であり、厳密演算による最適性証明とはしていない。

第二段階の引継ぎ集計に記載された年費用、排出量、回収量および石炭の運転区分別容量は再現された。一方、太陽光・陸上風力・洋上風力の発電量や蓄電池・揚水の運用には差がある。本稿では同時刻・同地域の太陽光と風力を合算して最適化し、その利用量を各電源の発電可能量に比例配分している。費用と目的関数値が数値許容誤差の範囲で一致する運用間でも、利用時刻や貯蔵運用が異なれば、この配分による電源別発電量にも差が生じ得る。本文と図表は、今回保存した全 30 分系列と独立検算に基づく結果で統一した。照合の詳細は計算再現資料に収録した。

参考文献とデータ

[1] 杉山大志「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ワーキングペーパー(26-030J)、2026 年 9 月 27 日稿。https://cigs.canon/article/20261020_10662.html

基礎入力と計算設定は本稿の再現資料にも収録する。

[2] 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

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

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。

[3] 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

https://www.meti.go.jp/press/2024/02/20250218001/20250218001-3.pdf

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。

[4] 一般送配電事業者 10 社 エリア需給実績 2025 年度

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

各社の 2025 年度月別 CSV・ZIP を使用。10 地域の取得先と原本一覧は再現資料の data_provenance.csv を参照。

[5] 資源エネルギー庁『日本のエネルギー2025』1. S＋3E。

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

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。

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

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

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。

[7] 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

https://www.fepc.or.jp/sp/re-operation/

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。

[8] 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

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

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。

[9] 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

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

保存入力の出典。揚水の 6 時間条件と設備モデルを参照する。蓄電池の 3.4 時間は本稿の比較条件として維持し、利用可能電力量を定義する。運転維持費 0.7 万円/kW 年は 2026 年 8 月の第 4 回募集向け資料を別途参照。

[10] 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

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

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。

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

https://atb.nlr.gov/electricity/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。

[12] 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

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

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。

[13] 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

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

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。

[14] 篠崎康平・有賀健・嶺聡彦・髙山明正『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。

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

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。

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

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

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。

[16] 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。

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

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。

[17] 気象庁「過去の気象データ検索」東京、2017 年・2025 年 8 月の毎時全天日射量

https://www.data.jma.go.jp/stats/etrn/view/hourly_s1.php?prec_no=44&block_no=47662&year=2017&month=8&day=1&view=

両年の全 31 日を使用。品質記号を確認し、各 744 時間を集計。

[18] 気象庁「過去の気象データ検索」大阪、2017 年・2025 年 8 月の毎時全天日射量

https://www.data.jma.go.jp/stats/etrn/view/hourly_s1.php?prec_no=62&block_no=47772&year=2017&month=8&day=1&view=

両年の全 31 日を使用。

[19] Huangfu, Q. and Hall, J. A. J. (2018), Parallelizing the dual revised simplex method, Mathematical Programming Computation 10, 119–142

https://doi.org/10.1007/s12532-017-0130-5

HiGHS 双対改訂シンプレックス法。

[20] SciPy, scipy.optimize.linprog documentation.

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

線形計画と HiGHS ソルバーの仕様。実行版は計算再現資料に記録する。

[21] 環境省「（仮称）北海道松前沖洋上風力発電事業に係る計画段階環境配慮書に対する環境大臣意見の提出について」2024 年 10 月 11 日。

https://www.env.go.jp/press/press_03826.html

公表計画の最大 36 万 kW。完成・運転中の設備容量ではない。

[22] 環境省「北海道檜山沖における洋上風力発電事業に係る計画段階環境配慮書に対する環境大臣意見の提出について」2025 年 2 月 6 日

https://www.env.go.jp/press/press_04340.html

公表計画の最大 114 万 kW。

[23] 能代市「地域と洋上風力発電」公表事業の設備出力に関する説明

https://wa.city.noshiro.lg.jp/%E5%9C%B0%E5%9F%9F%E3%81%A8%E6%B4%8B%E4%B8%8A%E9%A2%A8%E5%8A%9B%E7%99%BA%E9%9B%BB/1553/

能代・三種・男鹿 494MW、由利本荘 845MW は 13MW 風車の定格合計。連系出力 478.8MW、819MW とは区別。

[24] 環境省「千葉県銚子市沖洋上風力発電事業に係る環境影響評価準備書に対する環境大臣意見の提出について」2024 年 12 月 6 日

https://www.env.go.jp/press/press_04096.html

最大 403MW、13MW 風車 31 基。

[25] 秋田県「八峰町及び能代市沖における洋上風力発電事業」公表資料

https://www.pref.akita.lg.jp/pages/archive/93963

375MW を参照。計画の進捗と設備規模を区別。

[26] JERA Nex bp, Oga–Katagami–Akita offshore wind project

https://www.jnbp.com/project/oga-katagami-akita/

公表規模 315MW。

[27] 国土交通省「新潟県村上市及び胎内市沖」事業計画関係資料、2025 年 10 月

https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001965998.pdf

18MW 風車 38 基、684MW を参照。

[28] 国土交通省「長崎県西海市江島沖」事業計画関係資料、2026 年 2 月 13 日

https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001981454.pdf

15MW 風車 28 基、420MW を参照。

[29] Marubeni, Selection as operator for the offshore wind power project off Yuza Town, 24 December 2024
https://www.marubeni.com/en/news/2024/release/00056.html
450MW を参照。

[30] つがるオフショアエナジー「事業概要」
https://tsugaru-oe.co.jp/en/project/
青森県日本海南側 615MW を参照。

[31] 戸田建設「国内初の浮体式洋上ウィンドファーム『五島洋上ウィンドファーム』の商用運転開始」2026 年 1 月 5 日。
https://www.toda.co.jp/news/20260105_006181.html
16.8MW。

[32] 三菱商事「国内洋上風力発電事業に係る事業性再評価の結果について」2025 年 8 月 27 日。
https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/news/release/2025/20250827002.html
3 海域の従前事業からの撤退。これらの容量は本稿では地理的な参照にのみ用いる。

[33] 資源エネルギー庁『令和 5 年度（2023 年度）エネルギー需給実績』②電源構成。
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/honbun2023fykaku.pdf
注 3 で水力は揚水発電の揚水分を除くと記載。混合揚水の自然流入分と、汲み上げによる貯蔵放電を区別する。

[34] 資源エネルギー庁『総合エネルギー統計の解説』2024 年度改訂版。
https://www.enecho.meti.go.jp/appli/public_offer/2025/data/0202_01_04.pdf
揚水式水力における自然流入分と揚水分の扱いを参照。

[35] 東京電力ホールディングス『エリア需給実績データ／当日』。
https://www4.tepco.co.jp/forecast/html/area_data-j.html
水力は揚水発電を含まない。バイオマスは専焼分であり、統計間の分類差に注意する。

[36] 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
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_01.pdf
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。

[37] 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
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20260205_1.pdf
国内案件の建設費、運転維持費、燃料費の集計。平均・中央値と設備規模の違いを本文で区別する。

[38] 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
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_02.pdf
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。

[39] 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

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

表 2.7 の CO_2輸送・貯留 12,239 円/t。液化 CO_2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。

[40] 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 電力安定供給ワーキンググループ『長期脱炭素電源オークションの第 4 回募集に向けて』、2026 年 8 月。

https://public-comment.e-gov.go.jp/pcm/download?seqNo=0000321228

e-Gov 公式再掲。印刷 p.31 参考図 31・32 の蓄電池の運転維持費 0.7 万円/kW 年を参照。表の建設費 41.6 万円/kW は入札上限価格モデルの値であり、本稿の初期公称容量による建設費換算とは区別する。

[41] 財務省「減価償却資産の耐用年数等に関する省令」別表第二、電気業用設備。

https://laws.e-gov.go.jp/law/340M50000040015

電気業用設備の代表的期間を参照する。表に掲げる全設備へ同じ税務区分を一律適用するものではない。

[42] 太陽光発電協会「太陽光発電の法定耐用年数について」

https://www.jpea.gr.jp/faq/620/

電気業用の主として金属製の設備に 17 年を適用する説明。設置目的等により分類が異なり得る。

[43] 北海道電力「特定小売供給約款の変更認可申請に係る補正について」2023 年 5 月 16 日

https://www.hepco.co.jp/corporate/ir/ir_lib/pdf/timely_disclosure_230516.pdf

2023〜2025 年度の料金原価。減価償却費と事業報酬を別項目として扱う事例。

[44] 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。

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

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。

[45] 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

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

2025 年の輸入金額を数量で除して原油 CIF 価格を計算し、石油等火力の代理燃料価格に使用。

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

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

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。

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

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

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条件である。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。

[48] 電源開発「佐久間発電所の新設・更新に関する公表資料」、2026-07-06。
https://www.jpower.co.jp/news/2026/07/news260706.html
本文第 3 段落、概要の工期、定格表。更新前後の標準年間電力量と運開・工事完了時期を確認。

[49] 九州電力「夜明発電所の新設・更新に関する公表資料」、2023-04-04。
https://www.kyuden.co.jp/press/2023/h230404-1.html
本文第 2 段落、概要表。更新前後の標準年間電力量と運開・工事完了時期を確認。

[50] 九州電力「軸丸発電所の新設・更新に関する公表資料」、2026-06-18。
https://www.kyuden.co.jp/press/2026/h260618-1.html
本文第 2 段落、更新工事の概要表。更新前後の標準年間電力量と運開・工事完了時期を確認。

[51] 九州電力「沈堕発電所の新設・更新に関する公表資料」、2026-04-01。
https://www.kyuden.co.jp/press/2026/h260401-1.html
本文第 2 段落、更新工事の概要表。更新前後の標準年間電力量と運開・工事完了時期を確認。

[52] 関西電力「小鳥川発電所の新設・更新に関する公表資料」、2026-07-31。
https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2026/pdf/20260731_2j.pdf
PDF pp.1–2。更新前後の標準年間電力量と運開・工事完了時期を確認。