

研究ノート

主力電源化を担う再エネはあるのか

杉山大志

2026年6月

要旨

「シリコン太陽電池と風力発電以外に、何かよい再生可能エネルギーはないのか」という問いがよく聞かれる。従来型の太陽光と風力を2040年に向けて大量導入すると、発電設備単体のコストとは別に、出力抑制や蓄電池設置などによるいわゆる系統統合コストが膨らむ。また、立地をめぐる問題が生じているほか、中国へのサプライチェーンの依存といった問題も指摘されている。これに代わる再エネはあるのだろうか。

既存水力を除くと、安価・大規模・安定・国産・低CO₂・環境負荷の小ささという条件を同時に満たす再エネはほとんどない。

水力は日本の電力の約1割を担う本物の再エネであるが、良い地点は相当程度使われており、追加分は小規模・高コストになる。地熱は資源量だけ見れば魅力的だが、国立公園や温泉地に存在し、地域の合意を得て開発するには時間がかかる。

バイオマスは、国内林業が健全に回り、残材を地域で熱利用・熱電併給するような場合には一定の意味がある。しかし、日本のバイオマス発電の拡大は、輸入される木質ペレットやパームヤシ殻(PKS)への依存を強めてきた。これはエネルギー安全保障上も、ライフサイクルCO₂上も疑問が残る。自動車用バイオエタノールも輸入依存であることに変わりはない。

ペロブスカイト太陽電池については、研究開発をすることには意味があるが、政府は2040年に20GW程度という大きな導入目標を掲げ、量産工場や需要創出までを支援し始めている。系統統合コストを含め、重要な課題が解決する見込みがないままに巨費を投じて、国民の負担が増えるだけに終わるといった危惧が生じる。

目次

要旨.....	1
1. 問題設定：なぜ「シリコン太陽光・風力以外」が問われるのか.....	2
2. 従来型太陽光・風力の三重苦.....	3
3. ペロブスカイト太陽電池：研究開発から「主力電源化」へ進む危うさ.....	4
4. 水力：本物の再エネだが、追加余地は限られる.....	5
5. 地熱：立地の制約がある.....	5
6. バイオマス・バイオ燃料：輸入依存とCO ₂ 削減への疑問.....	6
7. 廃棄物発電：有用だが主力電源ではない.....	7
8. 巨額の政府支援.....	7
9. 技術別の総合評価.....	8
結論.....	9
参考文献・主な資料.....	9

1. 問題設定：なぜ「シリコン太陽光・風力以外」が問われるのか

政府の2040年度エネルギー需給見通しでは、発電電力量に占める再生可能エネルギー比率は4～5割とされ、そのうち太陽光は23～29%、風力は4～8%である。これに対し、水力は8～10%、地熱は1～2%、バイオマスは5～6%にとどまる [1]。政府の計画において、今後も太陽光と風力が再エネ拡大の中心に置かれていることを示している。

しかし、従来型のシリコン系太陽光パネルを用いる太陽光発電と風力発電は、天候と時間帯に左右される自然変動電源である。設備を建てればいつでも使える火力や原子力とは違い、発電量の時間的変動を電力システム全体で吸収しなければならない。経済産業省の発電コスト検証ワーキンググループも、太陽光や風力の比率が高まると、電力システム全体を安定させるためのコストが増加するとして、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」を別途検証している [2]。

このため、「太陽光と風力をもっと入れればよい」という議論には、発電設備単体のkWhコストだけでなく、送電線、蓄電池、揚水、火力の調整運転、出力抑制、需要側制御、慣性力・同期化力などを含めた総システム費用を問う必要がある。さらに、太陽光・風力には、立地の制約、地域との摩擦、環境影響、資源・部材の海外依存という別の制約もある。したがって、「それ以外に何かよい再エネはないのか」という問いはしばしば表明されることになる。

だが、本稿で検討する通り、安く、大量に、安定して、国産で、CO₂を確実に減らし、環境破壊も少ないという条件を満たすものはほとんどない。再エネ政策に必要なのは、漠然とした新奇な技術への期待ではなく、その性能と限界をきちんと見極めることである。

表 1 2040 年度の再エネ内訳見通し（政府資料）

項目	2040 年度見通し	意味	本稿での論点
再エネ全体	4～5 割	再エネを大幅拡大	中心は太陽光・風力であり、統合コストが不可避
太陽光	23～29%	最大の再エネ電源	太陽光の大量導入は立地・系統・供給網の問題を伴う
風力	4～8%	陸上・洋上を含む拡大対象	洋上風力を含め部材・施工・系統・地域合意が課題
水力	8～10%	既存水力が中心	実力はあるが追加余地は小さい
地熱	1～2%	ベースロード的性格への期待	資源量と実開発量の差が大きい
バイオマス	5～6%	燃料供給型再エネ	輸入燃料依存と LCA が問題

出所：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（関連資料）」等を基に筆者作成 [1]。

2. 従来型太陽光・風力の三重苦

2.1 系統統合コスト

自然変動電源は、発電時の燃料費が小さい一方で、発電する時間と場所を人間が自由に決められない。このため、導入量が少ない段階では目立たない費用が、大量導入になるほど顕在化する。具体的には、地域間連系線や地内送電網の増強、蓄電池や揚水による時間移動、火力発電の起動停止・部分負荷運転、再エネ出力制御、需給予測誤差への調整力確保などである。

発電コスト検証ワーキンググループの 2024 年検証では、2040 年の電力システムを仮定した上で、自然変動電源の設備容量を 4 割、5 割、6 割と増やすにつれて、統合コストの一部を考慮した発電コストが増加するとの試算が示された。理由として、出力制御の増加、火力発電の効率的運用の阻害、揚水・蓄電池の充放電損失などが挙げられている [2]。なお、この「統合コストの一部」にも、基幹送電網の増強費用などは十分に含まれていない。

送電網については、電力広域的運営推進機関（OCCTO）の広域系統長期方針、いわゆるマスタープランで、再エネ大量導入とレジリエンス強化のために、2050 年を見据えた広域連系系統の増強投資が 6～7 兆円規模に達するとされた [3]。なおこれも、再エネの偏在を遠距離送電で吸収するための基幹的投資であり、各地域の配電網、蓄電池、調整力、出力制御による損失、需給運用の複雑化までをすべて含むわけではない。

太陽光や風力を評価する際には、発電設備単体のコストだけを見て「安い」と言うてはならない。電力は、必要な時刻に、必要な場所で、周波数を維持しながら供給されて初めて価値がある。自然変動電源の大量導入では、この価値を維持するための費用が必ずどこかに発生する。

2.2 立地・環境・地域共生

太陽光・風力の大量導入は、立地問題を伴う。太陽光では、山林伐採、斜面開発、景観、災害リスク、使用済みパネル処理などが地域で問題化してきた。林野庁は、地域森林計画の対象民有林で太陽光発電設備を設置するための開発について、2023 年 4 月から許可対象面積を 1 ヘクタール超から 0.5 ヘクタール超に引き下げた [7]。これは、太陽光開発が森林機能や災害防止に関係する実際の政策課題になっていることを示している。

風力も同様である。陸上風力では騒音、低周波音、景観、鳥類、林道建設、保安林・国有林などが問題となる。洋上風力では漁業、航路、防衛・レーダー、海底ケーブル、港湾整備、自然環境、施工船・部材の調達が問題になる。発電設備の定格出力が大きいことは、同時に、立地調整の規模が大きいことを意味する。

このため、太陽光・風力の大量導入は、単なるエネルギー政策ではなく、土地利用政策、地域政策、環境政策、産業政策、送配電政策を巻き込む。地域が受け入れられる量には限界があり、その限界に近づくほど、追加的な 1kWh の社会的費用は上がっていく。

2.3 サプライチェーン依存

太陽光発電は「国産」と呼ばれることがあるが、設備供給を見れば必ずしもそうではない。IEA は、太陽光サプライチェーンのポリシリコン、インゴット、ウェハ、セル、モジュールの各段階で中国の世界シェアが 80%を超えると指摘している [4]。日本の太陽電池モジュール出荷統計でも、2025 年度第 2 四半期の国内向け出荷における国内生産比率は 4%、海外生産比率は 96%であった [5]。

風力発電でも、特に大型風車の国内供給基盤は弱い。第 2 次洋上風力産業ビジョンでは、風車メーカーの国内製造拠点が存在せず、風車の国内調達比率が極めて低いと整理されている [6]。政府は 2040 年に国内調達比率 65%を目指すとしているが、これは裏返せば、現状では産業基盤が弱いことを認めている。

したがって、太陽光・風力は発電時に燃料を輸入しないとしても、設備・部材・加工・施工能力の面で海外依存を内包している。化石燃料依存を減らすための再エネ政策が、別の形の輸入依存、特に特定国依存に置き換わるなら、エネルギー安全保障上の改善は限定的である。

3. ペロブスカイト太陽電池：研究開発から「主力電源化」へ進む危うさ

ペロブスカイト太陽電池については、従来型シリコン太陽電池に代わるものとして、政府では期待が膨らんでいる。

ペロブスカイトは、軽量、薄型、柔軟、建物壁面や耐荷重の小さい屋根への設置可能性など、従来型太陽電池にない特徴を持つとされる。この点で、研究開発や限定用途の開拓には意義がある。

だが、現在の政府方針は、単なる研究開発にとどまらない。次世代型太陽電池戦略では、2040 年に国内約 20GW、海外約 500GW の導入を目指すとされ、2030 年を念頭に GW 級の量産体制を構築する方針が示されている [8]。これは、ニッチ用途の技術開発というより、政策的に主力電源の一角へ押し上げる構想である。

支援も研究開発費にとどまらない。グリーンイノベーション基金の次世代型太陽電池プロジェクトは 648 億円規模とされ、GX サプライチェーン構築支援事業では、ペロブスカイト太陽電池の完成品やレーザー加工設備などが対象に含まれる [8] [9]。同事業の第 2 回公募では、令和 10 年度までの国庫債務負担を含め 4,212 億円規模の予算が掲げられた [9]。

積水化学工業の公表資料によれば、同社のフィルム型ペロブスカイト太陽電池事業では、GX サプライチェーン構築支援事業の採択内容として、対象経費 3,145 億円、補助上限 1,572.5 億円、1GW 級の生産能力が示されている [10]。これは、研究室レベルの補助ではなく、工場設備・建物を含む大規模な産業政策である。

だが最大の問題は、ペロブスカイトが太陽電池である以上、発電量は天候と時間帯に左右され、系統統合コストから逃れられないことである。

また、軽くて曲がることは長所とされるが、メガソーラーや大規模屋根置き的主力電源として扱うなら、安全の観点からガラスで保護し架台に固定しなければならない点は従来型と変わりなく、そうすると重さはほとんど軽減されず、曲げることもなく使われることになる。軽くて曲がるという長所がどれだけ意味があるか定かではない。

耐久性や信頼性、鉛を含む材料の廃棄・リサイクルなどの課題をクリアしつつ、既存のシリコン太陽電池にコスト面で対抗することもハードルは高い。総合的なコストが明らかでない段階で導入を目標化するのは危うい。

研究開発を否定する必要はない。むしろ、軽量・柔軟性が真に価値を持つ用途、例えば仮設・移動（ポータブル）用途などの特殊用途では開発の余地がある。

しかし、上述のような課題、特に系統対策コストの問題の解決のめどがまったく立っていない中であって、導入量の数値目標を掲げ、工場補助、公共調達、FIT/FIP 上の優遇などによる大量導入政策を推進するとすると、巨費を投じた揚げ句に成果が得られないという失敗になる危惧が生じる。

4. 水力：本物の再エネだが、追加余地は限られる

シリコン太陽電池と風力以外で、まず評価すべき再エネは水力である。2024 年度の電気事業者発電電力量では、水力（揚水を含む統計区分）は 817.3 億 kWh、9.6%であった [11]。したがって、「日本の電力の約 1 割は水力」という表現は概ね正確である。水力は、天候に左右されるとはいえ太陽光・風力よりも予測可能性が高く、設備寿命が長く、既存ダムや水路を利用できる場合には非常に価値が高い。

政府の 2040 年度見通しでも、水力は 8~10%とされる [1]。これは、水力が現実には大きな役割を果たし続けることを示す一方で、今後の大幅拡大が見込まれていないことも示している。良い地点、すなわち落差と流量があり、送電・土木・環境・地域合意の条件が整う地点は、既に相当程度利用されている。

資源エネルギー庁の包蔵水力調査では、未開発包蔵水力も一定量存在する [12]。しかし、それは紙の上での技術的ポテンシャルであって、安価に開発できることを意味しない。残された地点は小規模、奥地、土木費高、環境規制、利水調整、地域合意などの制約を受けやすい。FIT/FIP の価格を見ても、中小水力の新設価格は規模により高く、特に小規模では 30 円/kWh を超える水準が設定されてきた [13]。

したがって、政策として重要なのは既存水力の維持、老朽化対策、効率改善、出力増強、ダム運用の高度化、既設導水路活用、揚水の価値評価などを着実に進めることである。水力は本物の再エネだが、今後の追加分をあまり期待することは出来ない。

5. 地熱：立地の制約がある

地熱発電は、日本に向いているように見える。火山国であり、地下資源があり、天候に左右されず、設備利用率も比較的高くなり得るからである。このため、「うまく開発すれば日本の電力の 1 割程度を担えるのではないか」といった期待が語られることがある。

しかし、現実の発電量は小さい。JOGMEC によれば、日本の地熱発電設備容量は約 52 万 kW、2023 年度発電電力量は 2,783GWh で、日本の電力需要の約 0.2%程度にすぎない [14]。一方、地熱資源量は約 2,340 万 kW とされ、その約 8 割、1,840 万 kW が国立公園・国定公園内にある [15]。このため開発は制約を受ける。資源量が地中に存在することと、発電所として開発できることはまったく異なる。

地熱開発では、自然公園法、温泉法、環境影響評価法、森林法などの許認可が関係し、加えて、温泉事業者、自治体、地域住民、観光業との合意形成が不可欠になる [15]。温泉資源への影響懸念は、科学的に評価すべきことではあるが、地域にとっては生活と観光の基盤に関わる問題である。

また、地熱は地下を掘ってみなければ正確な資源状況が分からない。調査、掘削、試験、許認可、建設には長い時間がかかり、開発リスクも高い。FIT/FIP 価格を見ても、地熱は規模により 26~40 円/kWh と

いう水準で支援されてきた [13]。これは、地熱が安価に一気に大量導入できる電源ではないことを示している。

地熱発電は否定すべき技術ではない。発電と熱利用を地域の合意を得て進める価値がある。しかし、地熱を大規模な電源になると見るのは現実的ではない。

6. バイオマス・バイオ燃料：輸入依存とCO₂削減への疑問

6.1 国内残材なら意味はあるが、規模は限られる

バイオマスについては、まず区別が必要である。国内林業が健全に回り、製材残材、間伐材、林地残材、農業残渣、家畜排せつ物などを地域で使うのであれば、一定の意味がある。特に、発電だけでなく熱利用や熱電併給として使えば、地域のエネルギー自給、廃棄物処理、森林管理に寄与する場合がある。

しかし、これは「国内に安価で大量の未利用バイオマスが安定的に存在する」ことを意味しない。日本の林業は地形、搬出費、所有構造、人手不足、需要構造の制約を抱える。林業がきちんと回っていればバイオマスエネルギーは安価に安定調達できるが、日本ではその条件が限定的である。したがって、バイオマスを電力の大きな柱にしようとする、燃料輸入に向かいやすい。

6.2 輸入バイオマス発電は「補助付き輸入燃料火力」に近づく

実際、日本のバイオマス発電拡大は、輸入燃料依存を強めてきた。バイオマス白書 2025 によれば、2024 年の木質ペレット輸入は 638 万トン、PKS（パーム椰子殻）は 600 万トン、合計 1,238 万トンに達した。CIF 平均価格は木質ペレット 30.0 円/kg、PKS 23.2 円/kg である [16]。単純計算すれば、木質ペレットは約 1,914 億円、PKS は約 1,392 億円、合計で約 3,306 億円の燃料輸入額になる。なおここには国内輸送、保管、発電所運営費、資本費は含まれない。

この構図は、エネルギー安全保障の観点から疑問である。化石燃料の輸入依存を減らすはずが、より割高な木質ペレットや PKS を輸入する構造に置き換わるだけだからだ。USDA も、日本が FIT 制度の下で大規模バイオマス発電所を運転開始するにつれて木質ペレット輸入を急増させてきたと整理している [17]。

価格面でも安くはない。FIT/FIP のバイオマス価格は、未利用木材、一般木質、建設資材廃棄物、一般廃棄物、メタン発酵バイオガスなどの区分により異なるが、未利用木材やメタン発酵バイオガスでは高い単価が設定されている [13]。このことは、バイオマス発電が市場で自然に大きく伸びる安価な電源ではなく、制度支援によってのみ成り立つ電源であることを示している。

6.3 ライフサイクル CO₂ の問題

バイオマスはしばしば「燃やしてもカーボンニュートラル」と扱われる。しかし、これは大きく単純化された帳簿上の扱いである。実際には、原料の収集、栽培、加工、乾燥、ペレット化、輸送、発電、燃焼時のメタン・一酸化二窒素、土地利用変化、森林炭素ストックの変化などを考える必要がある。資源エネルギー庁も、FIT/FIP 制度におけるバイオマス燃料について、持続可能性やライフサイクル GHG の確認を求める仕組みを整備している [18]。これは、バイオマスの CO₂ 削減効果が自明ではないことを政府も認めているということである。

特に作物由来バイオ燃料では、土地利用にまつわる問題が指摘されている。ブレイクスルー研究所は 2025 年の分析で、バイオ燃料需要がトウモロコシや大豆の需要を押し上げ、食料価格上昇、農地拡大、森林・草地転換を引き起こし、かえって温室効果ガス排出を増やしていると指摘している [19]。また、

Lark らの PNAS 論文は、米国再生可能燃料基準（RFS）がトウモロコシ作付、肥料使用、水質負荷、土地利用変化を増やし、トウモロコシ由来エタノールの炭素強度はガソリンを下回らず、むしろ少なくとも 24%高い可能性があるとした [20]。この研究には反論もあり、LCA と間接土地利用変化の扱いは論争的である。しかし、少なくとも「バイオ燃料だから低炭素」とは必ずしも言えないことは明らかである。

6.4 日本のバイオエタノールは輸入前提である

日本政府は、2030 年度までに低炭素ガソリンとしてバイオエタノールを最大 10%導入し、2040 年度からは最大 20%の低炭素ガソリン導入を追求する方針を示している [21]。しかし、日本はバイオエタノールを国内で大規模に自給できない。資源エネルギー庁の資料は、米国やブラジルは自国で原料・生産・利用が成立する一方、日本は海外からの調達が必要であり、現状の自給率は 0%と整理している [22]。

さらに、直接混合方式では、水分混入による相分離や腐食への対策を含む品質管理が必要であり、またタンク・配管・混合設備などのインフラ投資が必要になる [22]。つまり、バイオエタノール導入は、単にガソリンに何かを混ぜればそれで済むという政策ではない。米国産トウモロコシ、ブラジル産サトウキビ、あるいは他国の原料を調達し、その供給インフラへ投資する輸入燃料政策である。

ブラジル産サトウキビ由来エタノールは、米国産トウモロコシ由来より LCA 上有利とされることが多い。しかし、それでも土地利用変化にともなう環境影響、食料・飼料生産との競合、燃料価格の上昇、供給国リスクなどを無視することはできない。

米国は化石燃料を大量に消費し、ブラジルは石油開発を大規模に進めて有数の産油国に仲間入りしている。この中であって、なぜ日本が価格の高いバイオ燃料を両国から買うのかという疑問も生じる。

日本がバイオ燃料を拡大するなら、原料別・国別・工程別の LCA、エネルギー安全保障についての評価、経済性についての検討を真剣にする必要がある。

7. 廃棄物発電：有用だが主力電源ではない

廃棄物発電は、既に実施されており、有用である。ごみ焼却の熱を回収して発電することは、廃棄物処理とエネルギー回収を両立させる合理的な方法である。環境省によれば、2024 年度末のごみ焼却施設 991 施設のうち、発電設備を有する施設は 415 施設、総発電能力は 2,289MW、発電電力量は 10,448GWh であった [23]。

しかし、10,448GWh は日本の総発電電力量に対しておおむね 1%程度である。しかも、廃棄物発電は廃棄物処理の副産物であり、発電量を増やすために廃棄物を増やすわけにはいかない。むしろ、リサイクル、減量、人口減少、消費構造の変化によって、燃料となる廃棄物量は伸びにくい。

したがって、廃棄物発電の評価は明確である。やれるものはやればよい。熱利用も含めて効率を上げるべきである。しかし、これは日本の主力電源を代替する技術ではなく、廃棄物処理システムの中で最大限活用すべき補助的電源である。

8. 巨額の政府支援

問題は、これらの技術に対して既に相当な政策資金が投じられていることである。もちろん、研究開発を一切行なうということではない。水力の更新、地熱の調査、国内残材利用、廃棄物発電の効率化、ペロブスカイトの基礎・応用研究などには意義がある。しかし、技術の制約が大きいかかわらず、主力電源化を前提にした普及支援、工場補助、需要創出、長期の買取制度へ進むなら、国民負担は固定化される。

再エネ支援の本丸は、単年度予算だけでなく、FIT/FIP 制度を通じた国民負担である。2026 年度の FIT/FIP 制度では、賦課金単価が 4.18 円/kWh、標準家庭（月 400kWh）で月 1,672 円、年 20,064 円の負担とされた。買取費用等は 4 兆 8,507 億円と見込まれている [24]。これは再エネ全体の数字であり、太陽光が大きな割合を占めるが、バイオマス、地熱、中小水力なども制度的支援の対象である。

経済産業省の令和 8 年度予算資料では、GX サプライチェーン構築支援事業に 497 億円、補正 55 億円、系統用蓄電池等の導入支援に 350 億円、補正 80 億円、地熱資源開発調査・理解促進に 126 億円、補正 12 億円、水力発電導入加速化に 20 億円、次世代燃料技術に 34 億円、SAF の製造・供給体制構築に 100 億円などが並ぶ [25]。これらは範囲が重なり、単純に足し合わせるべきではないが、太陽光・風力以外、あるいはその周辺技術にも相当額の政策資金が投じられていることは明らかである。

特にペロブスカイトは、研究開発から量産・需要創出へと政策が進み始めている。前述の通り、個別案件で補助上限 1,500 億円超という規模が示されている [10]。これは、技術が成功すれば産業政策として評価される可能性もあるが、失敗すれば巨額の補助金が無駄になる。

表 2 主な政策支援・国民負担の整理

項目	金額・規模	対象・範囲	本稿での読み方
FIT/FIP 買取費用等	2026 年度見込み 4 兆 8,507 億円	再エネ全体	単年度予算ではなく電気料金を通じる国民負担。太陽光が中心だが、バイオマス等も含む
再エネ賦課金	2026 年度 4.18 円/kWh、標準家庭年 20,064 円	電力需要家	制度費用が電気料金に上乗せされる
GX サプライチェーン構築支援	令和 8 年度 497 億円、補正 55 億円	水電解、浮体式洋上風力、ペロブスカイト、燃料電池等	研究開発に加え、工場・量産体制支援へ広がる
同事業の公募枠	第 2 回公募 4,212 億円規模	令和 10 年度までの国庫債務負担を含む	長期債務負担を伴う産業政策
ペロブスカイト事業支援案件	対象経費 3,145 億円、補助上限 1,572.5 億円	1GW 級フィルム型ペロブスカイト量産	技術の課題が残る中での量産投資補助には失敗に終わるリスク懸念
地熱資源開発調査・理解促進	令和 8 年度 126 億円、補正 12 億円	地熱調査・地域理解促進等	開発促進の意義はあるが、社会制約があり開発速度を過大評価すべきでない
水力発電導入加速化	令和 8 年度 20 億円	地域共生型の水力導入等	既存水力の維持・更新中心ならよいが、大幅増への期待は限定的
次世代燃料・SAF	次世代燃料 34 億円、SAF100 億円	バイオ燃料等を含む燃料技術・供給体制	輸入依存・LCA・コストの評価が不可欠

注：金額は公表資料に基づく代表例であり、制度間で範囲が重なるため単純合算はできない。出所：経済産業省、GX サプライチェーン構築支援事業、事業者の公表資料 [9] [10] [24] [25]。

9. 技術別の総合評価

以上を踏まえると、シリコン太陽光・風力以外の再エネ候補は、次のように整理できる。

表3 シリコン太陽光・風力以外の再エネ候補の棚卸し

候補	長所	主な制約	2040年までの見方	総合評価
既存水力	安定性、設備寿命、実績、国内資源	老朽化、ダム運用、環境・利水調整	維持・更新・効率改善が重要	本物の再エネ。ただし追加拡大ではなく既存活用が中心
新規中小水力	地域電源、既設水路活用の余地	地点が小規模・高コスト、許認可、土木費	限定的に有効	コストは高く、量は限定的
地熱	天候依存が小さい、国産資源、熱利用可能	国立公園、温泉、掘削リスク、長期開発、高コスト	限定的拡大は可能だが急増は困難	コストは高く、量は限定的
国内残材バイオマス	森林管理、廃棄物利用、熱利用と相性	収集・搬出費、林業構造、規模制約	地域熱利用・熱電併給なら有効	補助的に意味あり。量は限定的
輸入バイオマス発電	既存火力技術に近く調整性がある	輸入燃料依存、燃料費、LCA、FIT依存	安全保障・CO2・コストの全てが疑問	推進する意義無し
バイオエタノール	液体燃料の既存用途に混合可能	輸入依存、食料・土地利用、LCA、インフラ改修	安全保障・CO2・コストの全てが疑問	推進する意義無し
廃棄物発電	廃棄物処理と熱回収の両立	廃棄物量が制約、発電効率、規模小	効率化は有効だが総量は限定	補助電源として有用、主力ではない
ペロブスカイト	軽量・柔軟、特殊立地の可能性、国内材料への期待	耐久性、施工・保守、鉛・廃棄、実コスト、系統統合	ニッチ用途は有望だが20GW主力化は尚早	研究開発はよいが量産補助・導入目標は慎重に

結論

「シリコン太陽電池と風力以外に、よい再エネはないのか」という問いへの答えは、残念ながら厳しい。既存の水力発電は本物であり、今後も大切に使うべきである。しかし、それ以外で、安く、大量に、安定し、国産で、CO2を確実に減らし、環境破壊も少ないという条件を同時に満たす再エネは見当たらない。

地熱は地下資源として魅力があるが、多くが国立公園や温泉地にあり、開発が容易ではないという現実がある。バイオマスは国内残材の地域利用なら意味があるが、輸入木質ペレットやPKSに依存する発電は、補助付きの輸入燃料による火力発電にすぎない。バイオエタノールも、大産油国である米国やブラジルなどからの輸入に依存しているうえに、LCAの問題を避けられない。廃棄物発電は有用だが、廃棄物処理の副産物であり、主力電源にはならない。ペロブスカイトは、研究開発としては有望でも、系統統合コストを含め、未解決の課題が多く、20GWもの導入目標を掲げて数千億円もの工場補助と需要創出へ進むことには懸念が生じる。

参考文献・主な資料

- [1] 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（関連資料）」2025年1月。
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/068/068_005.pdf
- [2] 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とりまとめ」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
- [3] 電力広域的運営推進機関「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_03.pdf
- [4] International Energy Agency, Solar PV Global Supply Chains, 2022. <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary>
- [5] 一般社団法人太陽光発電協会「日本における太陽電池出荷統計 2025年度第2四半期」2025年11月。https://www.jpea.gr.jp/wp-content/uploads/2025Q2_news_pv_shipment_in_japan.pdf
- [6] 国土交通省・経済産業省「洋上風力産業ビジョン（第2次）」2025年。<https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001910877.pdf>
- [7] 林野庁「太陽光発電設備の設置を目的とする林地開発許可制度の見直しについて」。
https://www.rinya.maff.go.jp/j/tisan/tisan/con_4_2.html
- [8] 経済産業省「次世代型太陽電池戦略」2024年11月28日。
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/perovskite_solar_cell/pdf/20241128_1.pdf
- [9] GX サプライチェーン構築支援事業ウェブサイト。<https://gx-supplychain.jp/>

- [10] 積水化学工業「ペロブスカイト太陽電池の量産化に関するお知らせ」2024年12月26日。
https://www.sekisui.co.jp/news/2024/_icsFiles/afieldfile/2024/12/26/241226.pdf
- [11] 資源エネルギー庁「電力調査統計 2024 年度結果概要」2025 年 10 月公表。
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/pdf/2024/0-2024.pdf
- [12] 資源エネルギー庁「包蔵水力」。
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/database/energy_japan001/
- [13] 経済産業省「再生可能エネルギー電気の 2026 年度の買取価格・賦課金単価等を決定しました」2025 年 3 月 19 日。
<https://www.meti.go.jp/press/2025/03/20260319004/20260319004.html>
- [14] JOGMEC「日本の地熱発電」JOGMEC Journal。<https://journal.jogmec.go.jp/geothermal/learn/plant-japan/index.html>
- [15] 経済産業省「地熱発電の開発促進に向けて」総合資源エネルギー調査会資料、2024 年 8 月 7 日。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/066_01_00.pdf
- [16] NPO 法人バイオマス産業社会ネットワーク「バイオマス白書 2025」。https://www.npobin.net/hakusho/2025/topix_02.html
- [17] USDA Foreign Agricultural Service, Japan Biomass Annual 2023. https://www.usdajapan.org/market-research/reports/commodity_reports/9591/
- [18] 資源エネルギー庁「バイオマス発電におけるライフサイクル GHG 排出削減に係る確認方法及び情報公開について」。
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/data/kaitori/lifecycleGHG.pdf
- [19] The Breakthrough Institute, "Biofuel Policy Is Failing Consumers and the Climate," 2025 年 5 月 7 日。
<https://thebreakthrough.org/issues/food-agriculture-environment/biofuel-policy-is-failing-consumers-and-the-climate>
- [20] Tyler J. Lark et al., "Environmental outcomes of the US Renewable Fuel Standard," Proceedings of the National Academy of Sciences, 2022.
<https://www.pnas.org/doi/10.1073/pnas.2101084119>
- [21] 資源エネルギー庁「次世代燃料政策について」。
https://www.enecho.meti.go.jp/category/resources_and_fuel/koudokahou/nextfuel.html
- [22] 資源エネルギー庁「ガソリンのバイオエタノール導入拡大に向けたアクションプランについて」等。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shigen_nenryo/nenryo_seisaku/pdf/019_05_00.pdf
- [23] 環境省「一般廃棄物の排出及び処理状況等（令和 6 年度）について」。https://www.env.go.jp/press/press_03502.html
- [24] 経済産業省「再生可能エネルギー電気の 2026 年度の買取価格・賦課金単価等を決定しました」2026 年度賦課金・買取費用資料。
<https://www.meti.go.jp/press/2025/03/20260319004/20260319004.html>
- [25] 経済産業省「経済産業省関係 令和 8 年度当初予算の概要」。https://www.meti.go.jp/main/yosan/yosan_fy2026/pdf/01.pdf