



自然エネルギー財団

RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

資料3

2030年におけるエネルギー目標量のあり方 太陽光発電

公益財団法人 自然エネルギー財団

2021年3月8日

2030年の太陽光発電導入可能性（まとめ）



	屋根	地上設置
導入容量	現状政策：36GW 転換促進：62GW	現状政策：66GW 転換促進：83GW
導入ペースや リードタイム の考え方	・新築導入量：新築戸数・新築建築の見通しをベース。既存建築物は1980年度以降に建設されたものを対象。 ・2020年代前半に経済的優位が高まり導入が加速する想定。	・入札制度による導入 ・転換促進：カーボンプライシング等により、経済的優位が高まり、再エネ特措法の外側での普及も進むことを想定した。
発電電力量	現状政策：410億kWh 転換促進：705億kWh	現状政策：815億kWh 転換促進：1023億kWh
設備利用率等の 前提条件	13%	14~15%
導入容量を実現可能 とする方策、根拠	転換促進：住宅や建築物への段階的義務付け等の追加推進政策+カーボンプライシング等社会的費用の内部化	現状政策：発電側基本料金により、経済的自立は遅延・入札制度による調達量に依存する。 転換促進：カーボンプライシング等により社会的費用の内部化
導入に要するコスト (単価の見通し、根拠)	2030年度：6.4円/kWh (+蓄電池) =9.2円/kWh (円価値は2018年度ベース)	2030年度：5.2円/kWh (+販売コスト+発電側基本料金) =6.6円/kWh (円価値は2018年度ベース)
系統制約の考え方 (出力変動、地理的偏 在性等)	・系統制約：既存および計画済の地域間連系線を考慮 ・地理的偏在：一般送配電エリアの接続情報（接続済+接続申込+接続検討）、およびエリアの最大需要を考慮。	

参考

- ・自然エネルギー財団(2020)「2030年エネルギーミックスへの提案（第1版）」
- ・自然エネルギー財団(2021)「2030年における電力需給バランスとコストの検証」

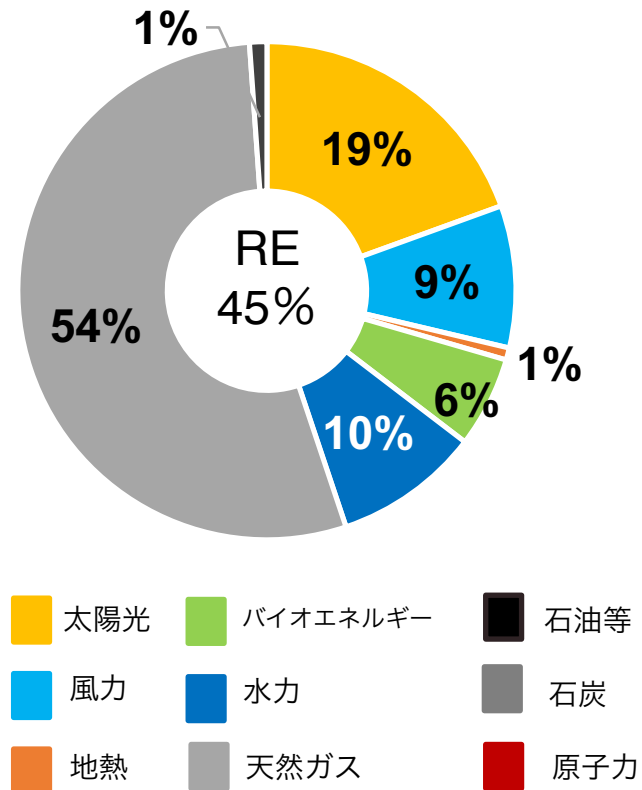
2030年に向けた自然エネルギー導入目標量の考え方



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

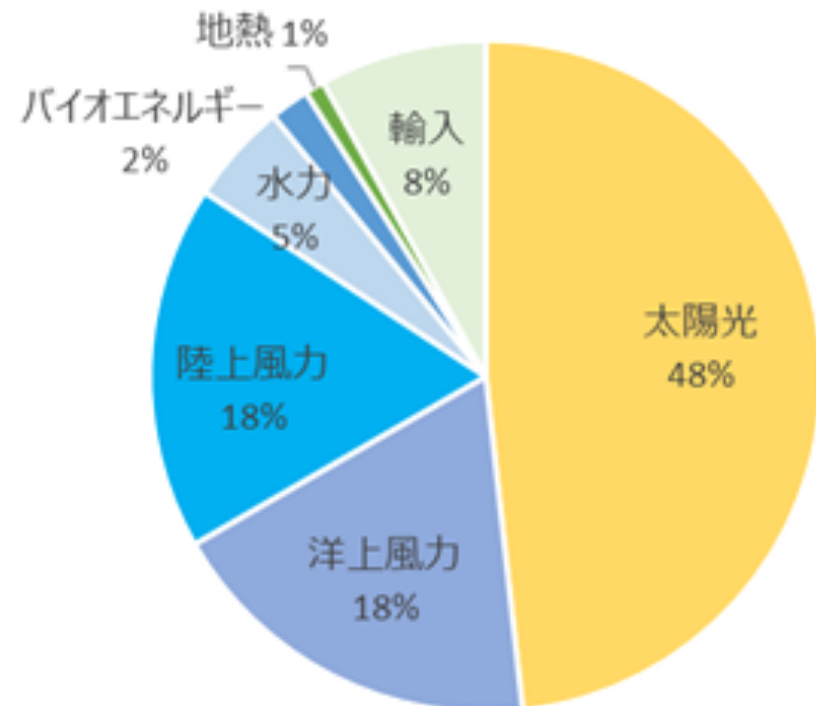
2030年は**通過点**である。2050年脱炭素を実現するためには、2030年時点で、自然エネルギーの飛躍的な拡大と持続可能な「エネルギーミックス」への転換がなされなくてはならない。

2030年の電力構成



出典) 自然エネルギー財団 (2020)

2050年自然エネルギー100% 総電力供給量：1,470TWh



出典) 自然エネルギー財団 (2021)

2030年に向けた自然エネルギー導入目標量の考え方

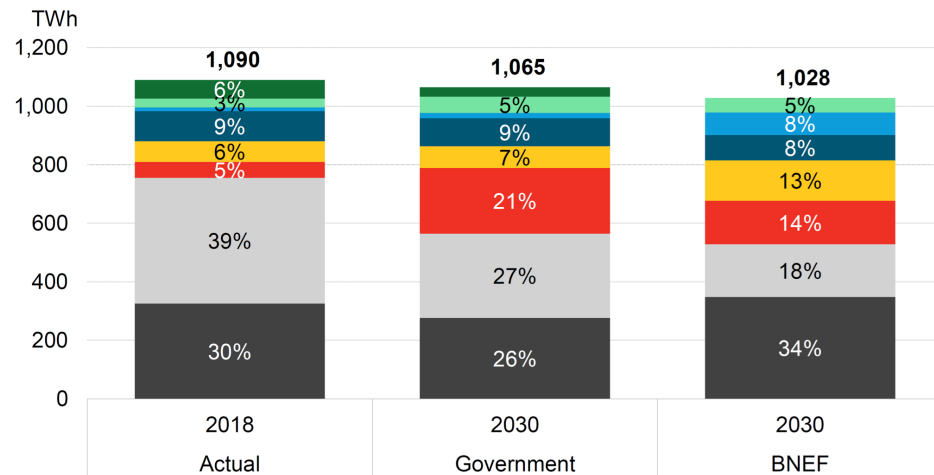


自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

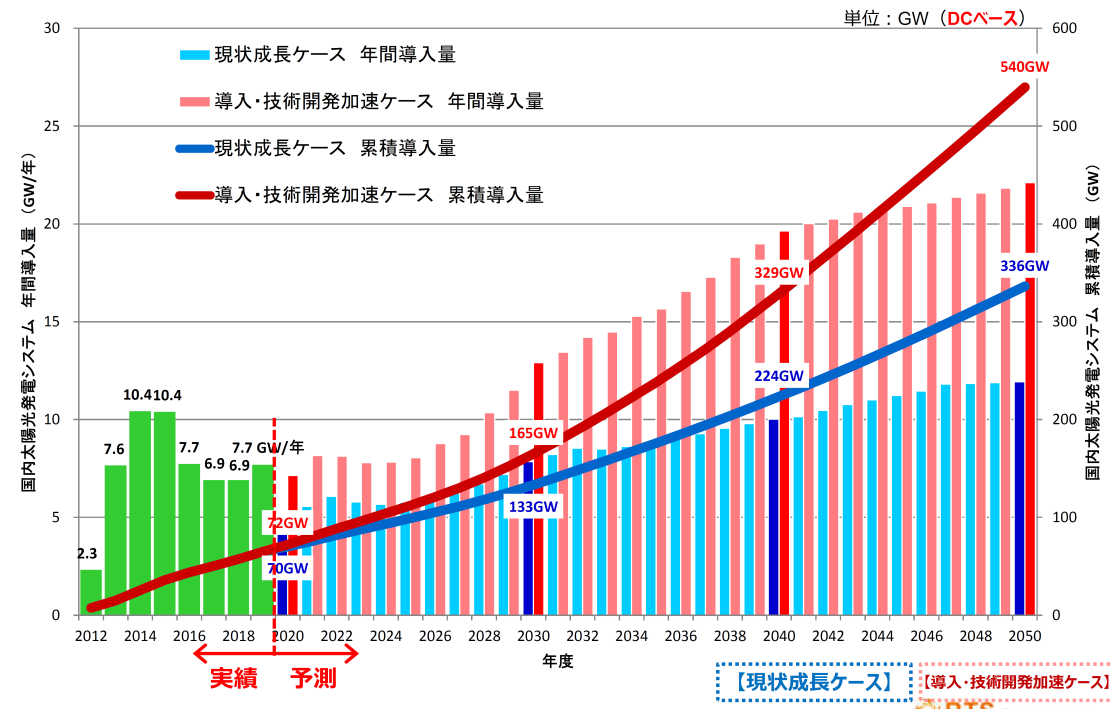
複数のシンクタンクの見通しは、現行政府見通しを大きく上回っている。

BNEFの2030年の電源構成見通し

太陽光は発電量の13%に達する見通し



資源総合システムの太陽光発電の導入見通し



出典) 黒崎美穂 (2020), 「脱炭素社会への道筋」

出典) 資源総合システム (2020), 『日本市場における2030/2050年に向けた太陽光発電導入量予測(2020~21年版)』

世界では太陽光がすべてを席巻しつつある



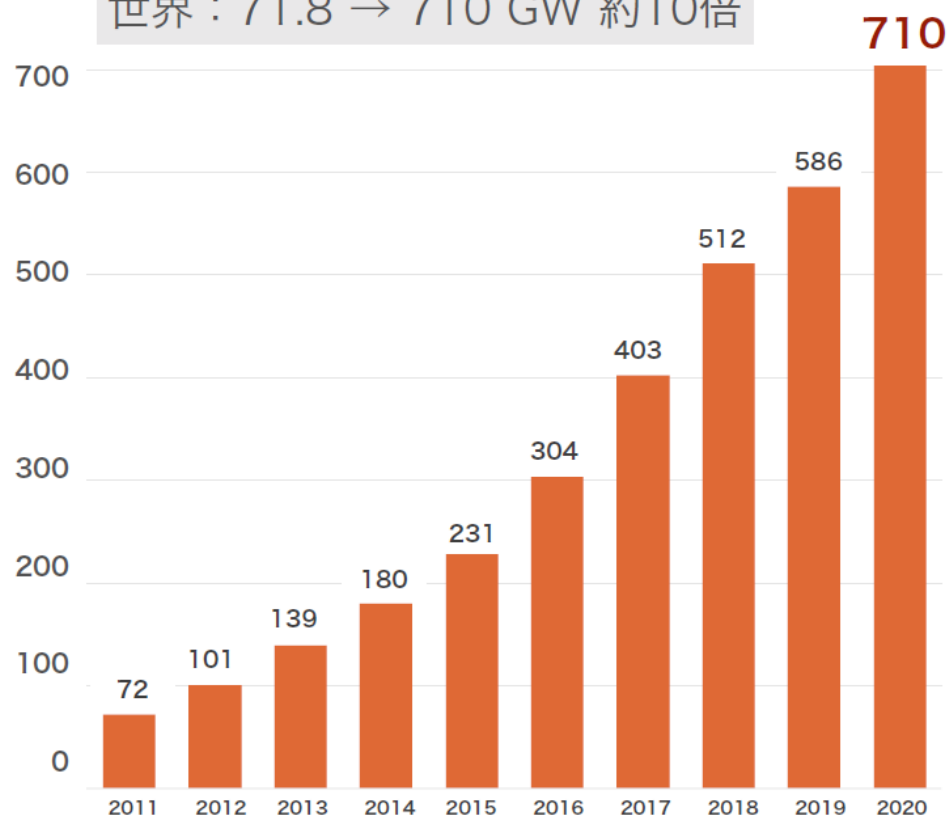
特に世界を見渡すと、太陽光の力が急速に拡大している。

この10年でコストは9割低下し、昨年は遂に風力の導入容量を追い越した（暫定値）。

「日本のコストは高い」というが、高いままでいいのか？ もはや国際競争力の問題である。

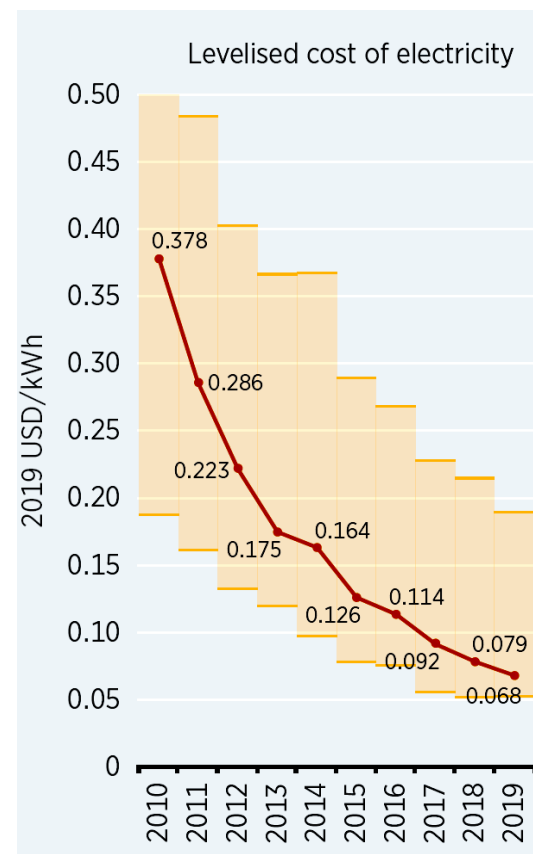
世界の太陽光発電の年間導入量

世界：71.8 → 710 GW 約10倍



出典) BP Statistics (2020), IEA (2021)より作成 ※20年数値は暫定値

世界の太陽光発電の加重平均発電コスト



出典) IRENA (2020), *Renewable Power Generation Costs in 2019*,

自然エネルギー発電比率を40%超えに

6

CCS付火力による数十%の供給は現実的か

参考値：2050年に全電力の30～40%程度を「原子力とCO2回収前提の火力」

◎ 貯蔵場所の確保問題

3～4割をCCS付火力とした場合、必要貯留量は年間3～4億トン。

「2018年度までの貯留適地調査事業における3D探査解析結果では、国内総計約80億トンの貯留可能量」*
とあるが、そもそも政治的経済的に利用可能な量は不透明。仮に全量使えても20年で使い切ってしまう。

*総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第36回会合）資料2「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」

「貯蔵サイトが限られている日本は、カーボンリサイクルに強い関心を寄せている。しかし同技術の真の二酸化炭素削減ポテンシャルには不確実性があることを考慮し、日本は引き続き低炭素技術を推進し、炭素集約型アセットへの依存を軽減すべきである。IEAは、2030年に向けて非効率な石炭火力発電所を段階的に休廃止するとした最近の発表を歓迎する。この公約は、日本の石炭火力発電所に対する政策を抜本的に転換するという総理大臣の演説のなかで明確にされている。」

IEA, (2021) Japan2021 Energy Policy Review

◎ 経済性の問題

CCS付石炭火力発電のコスト:16～18円/kWh、将来的に13～15円/kWhを目指すがあるが、将来の太陽光や風力発電のコスト見通しに比べてあまりにも高すぎる。

活用するとしてもマージナルな形になりうるのではないか

参考) 原子力発電には期待できない



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

1. 原子力は最もコストが高い電源

電源別新設コストでは、原子力発電は太陽光発電や風力発電の4倍以上、最も高い電源となった。今後も市場の縮小と稼働率の低下により、さらにコストが上昇していく。欧州ではすでに20円/kWhを超えている。

2. 再稼働に必要なコストも上昇

再稼働を目指す発電所は、安全対策費などが多額になり、コストが上昇。JEPXの取引価格（2019年度平均：約8円/kWh）を上回り、新設太陽光発電のコスト（2020年度のFIT買取価格：12円/kWh）より高い。

3. 原子力は電力を安定供給できない

国内で最も新しく運転を開始した4基の稼働率（年間の稼働時間の比率）は、2000年以降に60～70%程度。50%を切るケースも多い。地震やトラブルによる運転停止が長引き、安定供給へ影響する。大規模・集中型発電所の急な運転停止は、長期に広範囲の停電を引き起こす恐れもある。

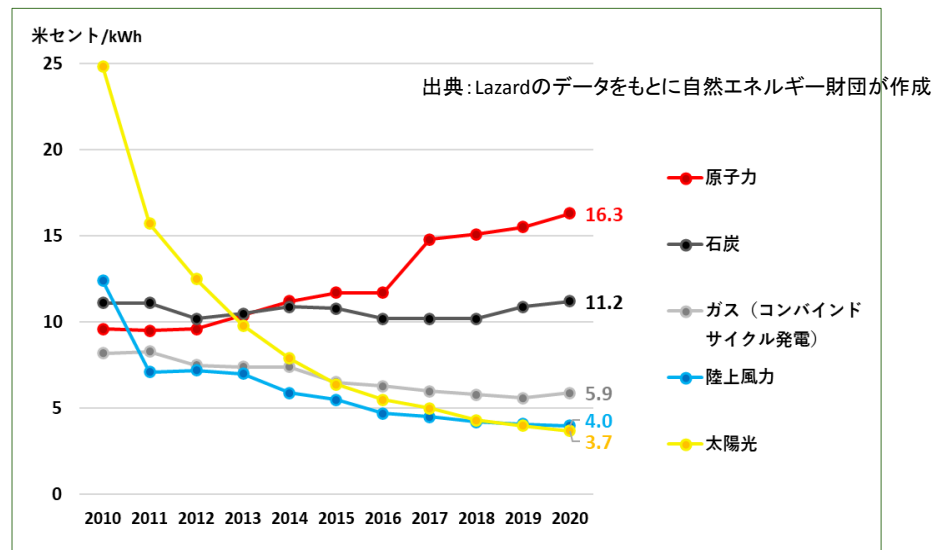
女川2号機と東海第二の再稼働コスト（廃炉費用など含まず）

費用・運転条件	女川2号機	東海第二
安全対策強化	3400億円	1740億円 → 2500億円
特定重大事故等対処施設	不明（東海第二と同等と想定）	610億円 → 1000億円
新規設備投資（合計）	4010億円 - 4400億円	2350億円 - 3500億円
運転維持費、核燃料リサイクル費用など	6.4円/kWh	6.4円/kWh
再稼働後の運転年数（2022年度から）	13年	16年
設備容量	825 MW	1,100 MW
設備利用率	70%	70%
発電電力量（残存運転期間の累計）	65.81 TWh	108.00 TWh
廃止までの累計コスト	8220億円 - 8610億円	9260億円 - 1兆410億円
再稼働コスト（最小）	12.5 - 13.1円/kWh	8.6 - 9.6円/kWh

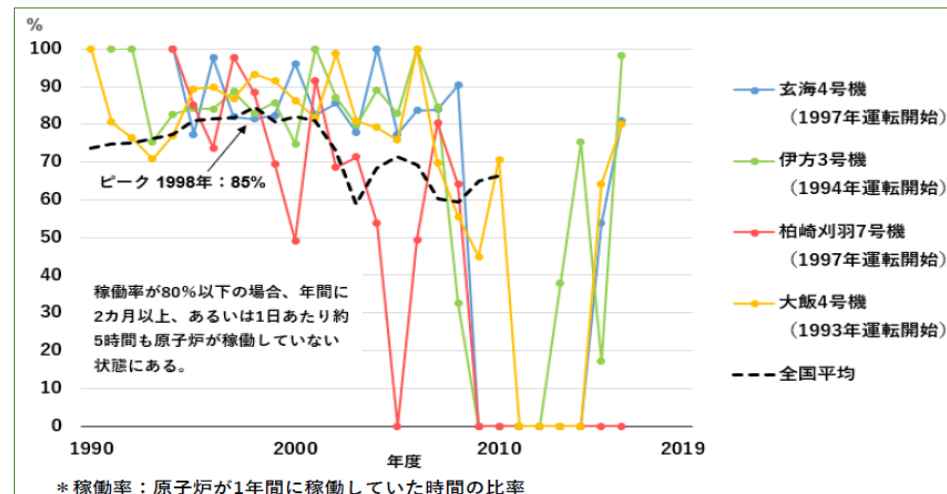
*前提条件：初期投資は回収済み、財務コストはゼロ、廃炉費用と使用済み核燃料処分費用は十分に確保

出典：電力会社などのデータをもとに自然エネルギー財団が作成

新設の発電所の均等化発電原価(LCOE、世界平均)



1990年代に運転を開始した原子力発電所の稼働率



出典：国際原子力機関などのデータをもとに自然エネルギー財団が作成

2030年の太陽光発電導入可能性（まとめ）



	屋根	地上設置
導入容量	現状政策：36GW 転換促進：62GW	現状政策：66GW 転換促進：83GW
導入ペースや リードタイム の考え方	・新築導入量：新築戸数・新築建築の見通しをベース。既存建築物は1980年度以降に建設されたものを対象。 ・2020年代前半に経済的優位が高まり導入が加速する想定。	・入札制度による導入 ・転換促進：カーボンプライシング等により、経済的優位が高まり、再エネ特措法の外側での普及も進むことを想定した。
発電電力量	現状政策：410億kWh 転換促進：705億kWh	現状政策：815億kWh 転換促進：1023億kWh
設備利用率等の 前提条件	13%	14~15%
導入容量を実現可能 とする方策、根拠	転換促進：住宅や建築物への段階的義務付け等の追加推進政策+カーボンプライシング等社会的費用の内部化	現状政策：発電側基本料金により、経済的自立は遅延・入札制度による調達量に依存する。 転換促進：カーボンプライシング等により社会的費用の内部化
導入に要するコスト (単価の見通し、根拠)	2030年度：6.4円/kWh (+蓄電池) =9.2円/kWh (円価値は2018年度ベース)	2030年度：5.2円/kWh (+販売コスト+発電側基本料金) =6.6円/kWh (円価値は2018年度ベース)
系統制約の考え方 (出力変動、地理的偏 在性等)	・系統制約：既存および計画済の地域間連系線を考慮 ・地理的偏在：一般送配電エリアの接続情報（接続済+接続申込+接続検討）、およびエリアの最大需要を考慮。	

参考

- ・自然エネルギー財団(2020)「2030年エネルギーミックスへの提案（第1版）」
- ・自然エネルギー財団(2021)「2030年における電力需給バランスとコストの検証」



■ 検討の目的

- 2030年までに、どこまで自然エネルギーが普及し得るのか、現在の政策に変更がない場合と、政策を変更した場合の双方について、現実的な可能性を探ることであった。ここでいう、「現実的」とは、導入量やリードタイムを含めた導入速度、技術水準において無理がない、妥当性がある、という意味である。

■ 2つのケースを想定

- 現状政策ケース：現状の制度(予定済みのものを含む)政策が、このまま大きく変わらずに進んでいく場合
- 転換促進ケース：自然エネルギーの導入制約が政策的に解決ないし緩和される場合

■ルーフトップ

- 新築建築物：建物の新築戸数の見通し、および実績をベース
- 既築建築物：経済性の優位性(後述)から段階的な導入が進む、とした。さらに、転換促進ケースでは、建築物への導入義務化などの追加的な政策導入により導入加速想定。

■地上設置：入札制度と再エネ特措法の枠外での普及を検討

- 入札制度による導入：現状政策ケース：年間の入札枠を1GW、転換促進ケース：年間3GWの入札枠を見込む。（3GWは2016年度から2018年度における50kW以上の年間導入量の平均値）。リードタイムは運転開始期限と同じ3年。
- 転換促進ケースでは、カーボンプライシング（以下、CP）等、社会的費用の内部化が図られることにより、太陽光発電が市場競争力を得て、2020年代後半以降再エネ特措法の枠外での普及拡大を見込む。

導入量の可能性：土地制約について



- 転換促進ケースでは地上設置型の導入量を83GW(AC端)見込む。DC端では97GWとなる。土地制約が懸念されることから、2030年度までの土地利用可能性についても検討した。
- 2030年度までに利用可能な地上設置型の土地の合計：15万ha
- 設置可能な設備容量（太陽電池容量）：112.4GW

項目・単位	総面積	利用可能率	利用可能面積	設備容量
	万ha		万ha	GW(DC)
森林	-		1.4	6.7
空き地・原野(民有地)	15.5	10%	1.6	12.9
資材置き場	2.5	5%	0.1	1.0
駐車場	5.1	5%	0.3	2.1
ゴルフ場からの転用	-		2.3	12.3
その他・不詳	5.5	5%	0.3	1.5
耕作放棄地	42.3	15%	6.3	52.9
追加転用＋追加荒廃農地	12.0	10%	1.2	10.0
湖沼水面	24.0	1%	0.2	2.0
ダム水面	21.0	5%	1.1	8.8
空き家の転用	4.7	5%	0.2	1.9
利用できない建物（廃屋等） -法人所有	0.3	10%	0.0	0.2
合計			15.0	112.4

- 森林：コストと環境影響の両面から利用可能地としては以下に限定。2017年までに林地開発許可を得ているもの（約1万ha）に、2018年及び19年の見通し(約0.4万ha)を加えた値。
- 他の用途からの転用について：例、近年ゴルフ場を太陽光発電に転用するケースが見られることから、利用可能な土地として考える。ゴルフ場の減少傾向から30年度の利用可能面積を計算。
- 農地の利用：42万haある耕作放棄地のうち一部が利用可能として計算。

出典）国土交通省(2013)『平成25年 世帯・法人土地・建物基本調査』、農水省(2017)「荒廃農地の現状と対策」、太陽光発電に係る林地開発許可基準の在り方に関する検討会(2019)「太陽光発電に係る林地開発許可基準の在り方に関する検討会報告書」、総務省(2019)「平成30年住宅・土地統計調査」、一般社団法人日本ゴルフ場経営者協会(2019)「利用税の課税状況からみたゴルフ場数、延利用者数、利用税額等の推移」より自然エネルギー財団作成。

発電電力量：設備利用率

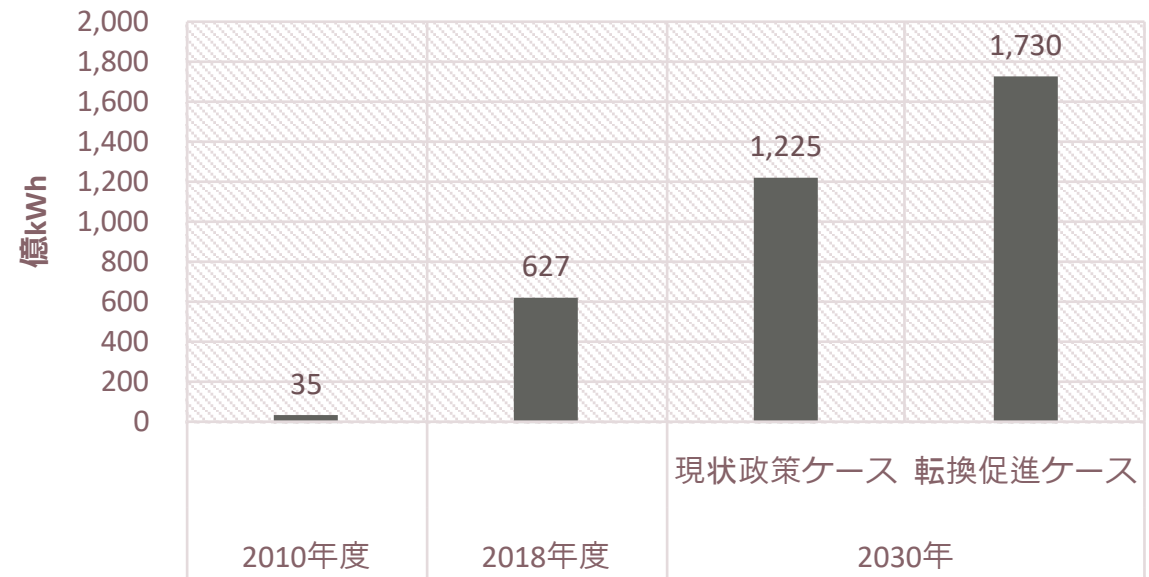
- 設備利用率：調達価格等算定委員会における実績より設定。
 - ルーフトップ：13%
 - 地上設置：14～15%
- 発電電力量＝設備容量(AC端)×設備利用率×8760時間
 - 出力抑制率については広域需給モデル分析により別途検討（後述）

事業用太陽光発電の設備利用率

買取期間	設備利用率（平均値）			
	10kW以上 全体	50kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上
2017年6月－ 2018年5月	14.4%	14.9%	15.8%	16.9%
2018年6月－ 2019年5月	14.6%	15.1%	16.0%	17.0%
2019年度 想定値	17.2%			

調達価格等算定委員会(2020)「令和2年度の調達価格等に関する意見」

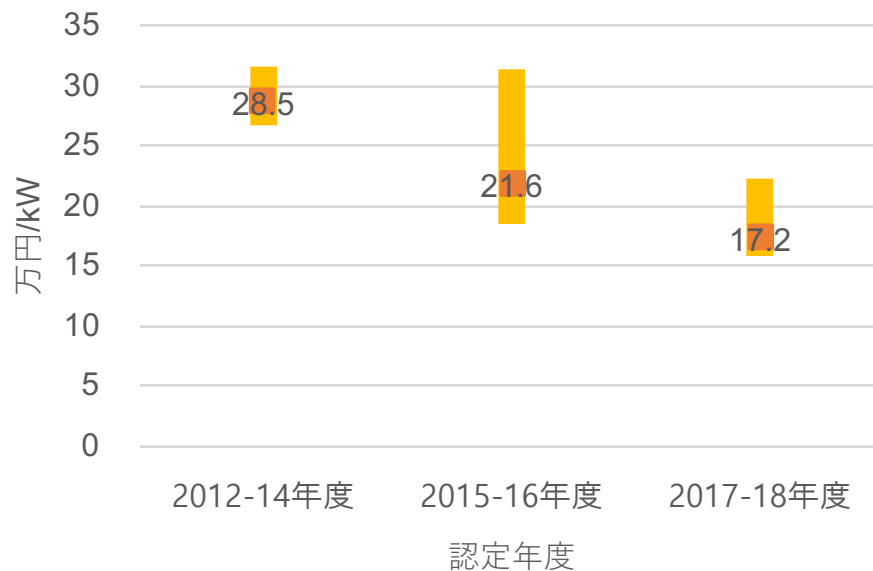
2030年度の太陽光発電の発電電力量の推計値



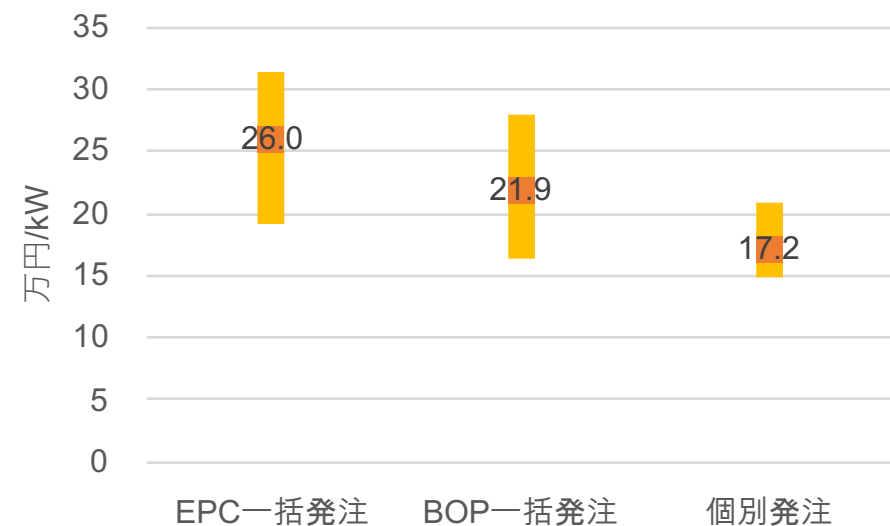
経済性：コストの検討について



- 世界に比較して日本の太陽光はコスト高とされる。
- 事業者のコストデータをもとに分析したところ、コスト高になる傾向のあるプロジェクトには大きく2つの共通点があった。①古い認定案件（高い調達価格）である。②事業開発において個別コストの精査がし難いEPC一括発注をしている。
- これらの点について、2030年にかけて解消することは可能である。



認定年度別の設備導入費



発注方式別の設備導入費

出典) 自然エネルギー財団 (2019)「日本の太陽光発電の発電コスト：現状と将来推計」

注) 図の数値は中央値を表す。棒グラフの幅は上位25%値と75%値の幅を示す。

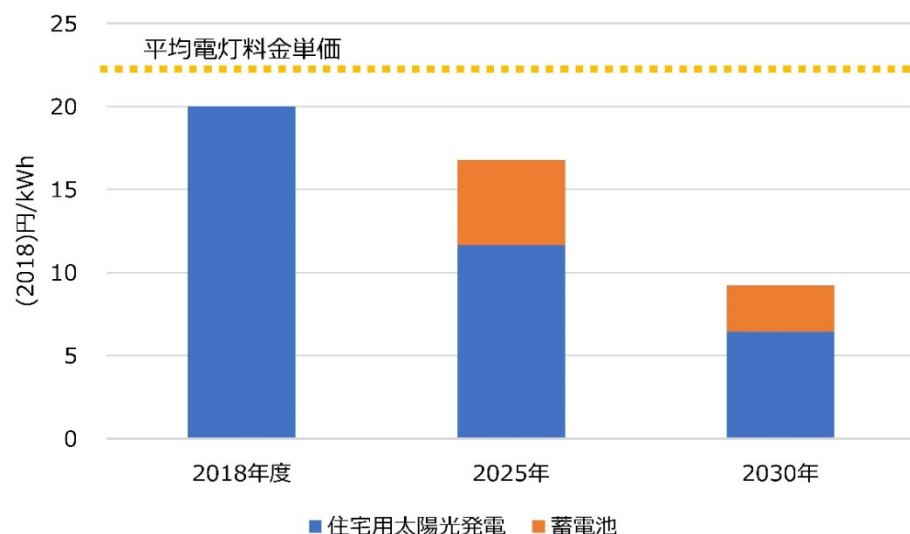
経済性：2030年度の太陽光発電の発電コストの推計



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

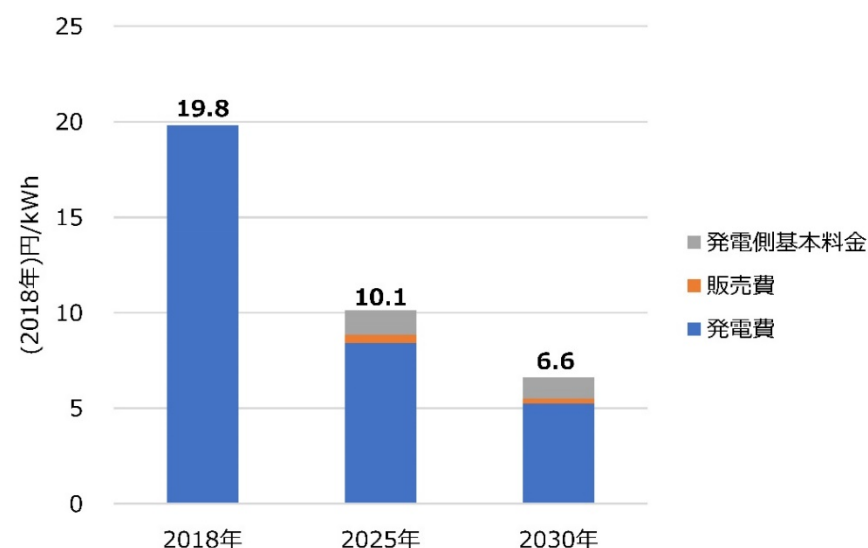
- ルーフトップ：住宅：2020年代中頃以降、蓄電池込でも電灯料金単価以下になり、本格的な普及可能性。
- 地上設置型：2030年までに最安電源となる。しかし、既存の石炭火力と競合するためにはカーボンプライシングが鍵を握る。一定のCPが導入されることで支援なし普及の可能性。

住宅用太陽光の発電コスト推計



家庭用蓄電池の価格見通しはブルームバーグNEF (2019)を参照し、太陽光発電システム価格は財団推定値を参照し、発電コストを計算した。なお定置式の蓄電池は、効率90%とし、昼間の余剰電力を全て蓄電し、夕方から夜にかけて消費すると想定した。

地上設置型太陽光の発電コスト推計

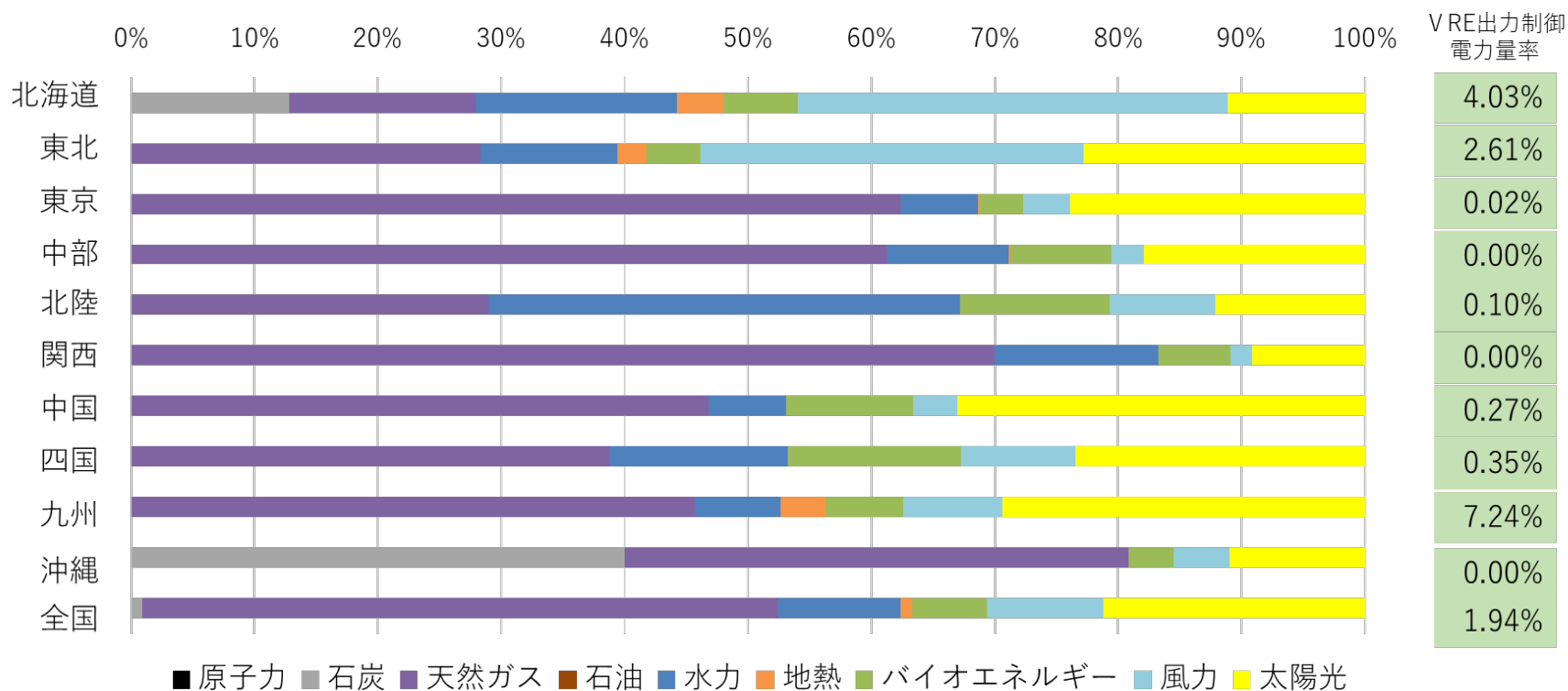


推計手法は、木村(2019)「日本の太陽光発電の発電コスト：現状と将来推計」と同様であり、個別の費用項目を推計し、それを積み上げ、運転年数や設備利用率、過積載率、割引率を設定して計算した。また、発電側基本料金は、年間1800円/kWとして、運転維持費に算入している。

系統制約・地理的分布

広域需給モデルを用いた分析：地理的分布は現状の接続容量(検討含)の分布比率を反映。
現状の地域連系線の増強計画の範囲で需給バランスは維持可能であり、出力制御の電力量率は全国で**1.94%**にとどまる。

系統エリア別電源構成（送電端）と出力制御電力量率

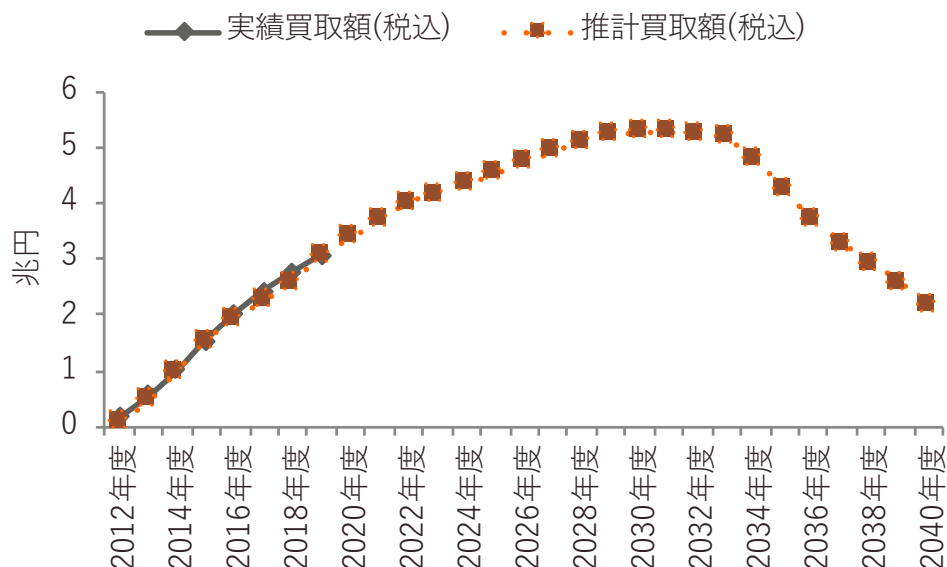


参考) 転換促進ケースの電力コストに対するインパクト

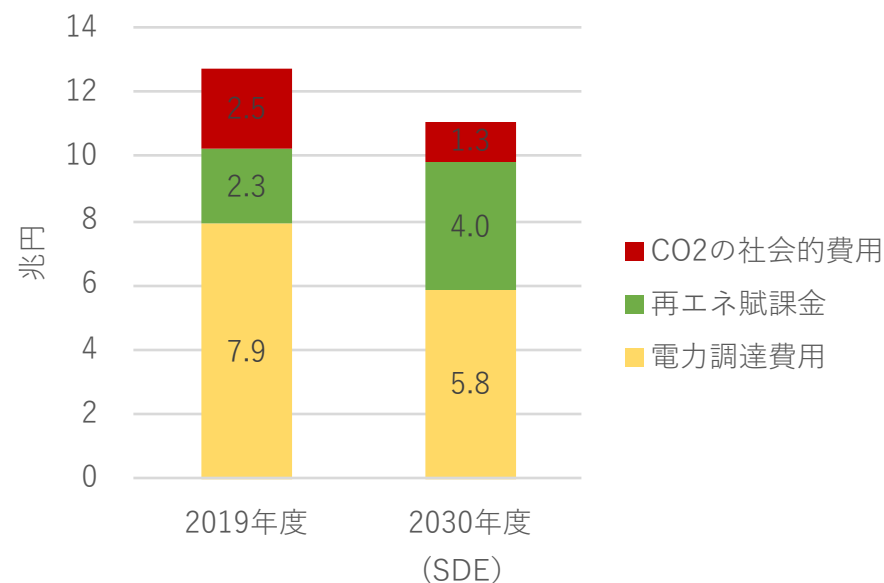


- 転換促進ケース：再エネ特措法にもとづく買取費用額は、2030年度に4.8兆円（税込：5.3兆円）。ただし、買取費用は2030年代中頃から急速に減少する。
- 2030年度の電力調達費用を推計：広域需給モデルを用い、エリア別卸電力価格を計算したところ、5.8兆円となり、2019年度より大幅に低下。再エネ賦課金と合わせても2019年度の費用よりも若干安い。さらにCO₂の社会的費用を含めると大幅なコスト低減。

再エネ特措法：買取費用実績と推計



2019年度と30年度の電力コストの比較



参考) 新しい制度適用の可能性



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 転換促進ケースで見込んでいるいくつかの政策について、現在政府内でも検討が始まっている。

農水省：荒廃農地に関する規制の見直し

- ① 既に森林の様相を呈している等の再生利用が困難な荒廃農地の非農地判断を進めることや、
- ② 農山漁村再生可能エネルギー法も活用し、営農が見込まれない荒廃農地を再生可能エネルギー設備に活用するための方策
- ③ 荒廃農地を活用した営農型太陽光発電の促進に向けた運用の見直しについて検討し、通知等で措置できるものについては、今年度中に対応していく考え。

日本経済新聞

新築住宅の省エネ義務化 国交省、25年度にも

経済 [+ フォローする](#)

2021年3月4日 18:03 [有料会員限定]



日本経済新聞

カーボンプライシングとは 政府がCO2削減へ検討開始

経済 [+ フォローする](#)

2021年2月14日 11:00 [有料会員限定]

