

次期エネルギー基本計画における 電力脱炭素化について

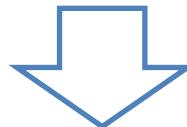
University of California, Berkeley

Lawrence Berkeley National Laboratory

Kenji Shiraishi

日本のエネルギーシステムが抱えるリスクの顕在化

- ・ エネルギー自給率は1割（先進国最低水準。原発含む）
- ・ 貿易赤字の最大の要因（年間の化石燃料輸入26兆円）
- ・ 終わりのみえない巨額の補助金（電気/ガス/ガソリン等）
- ・ G7の一員として率先した脱炭素化の要請



- ・ 国産エネルギーである再エネに何ができるか
- ・ 2040年までに国産再エネと蓄電池で電力自給率7割（原発を含めると9割弱）

電力長期計画を考える主な評価基準

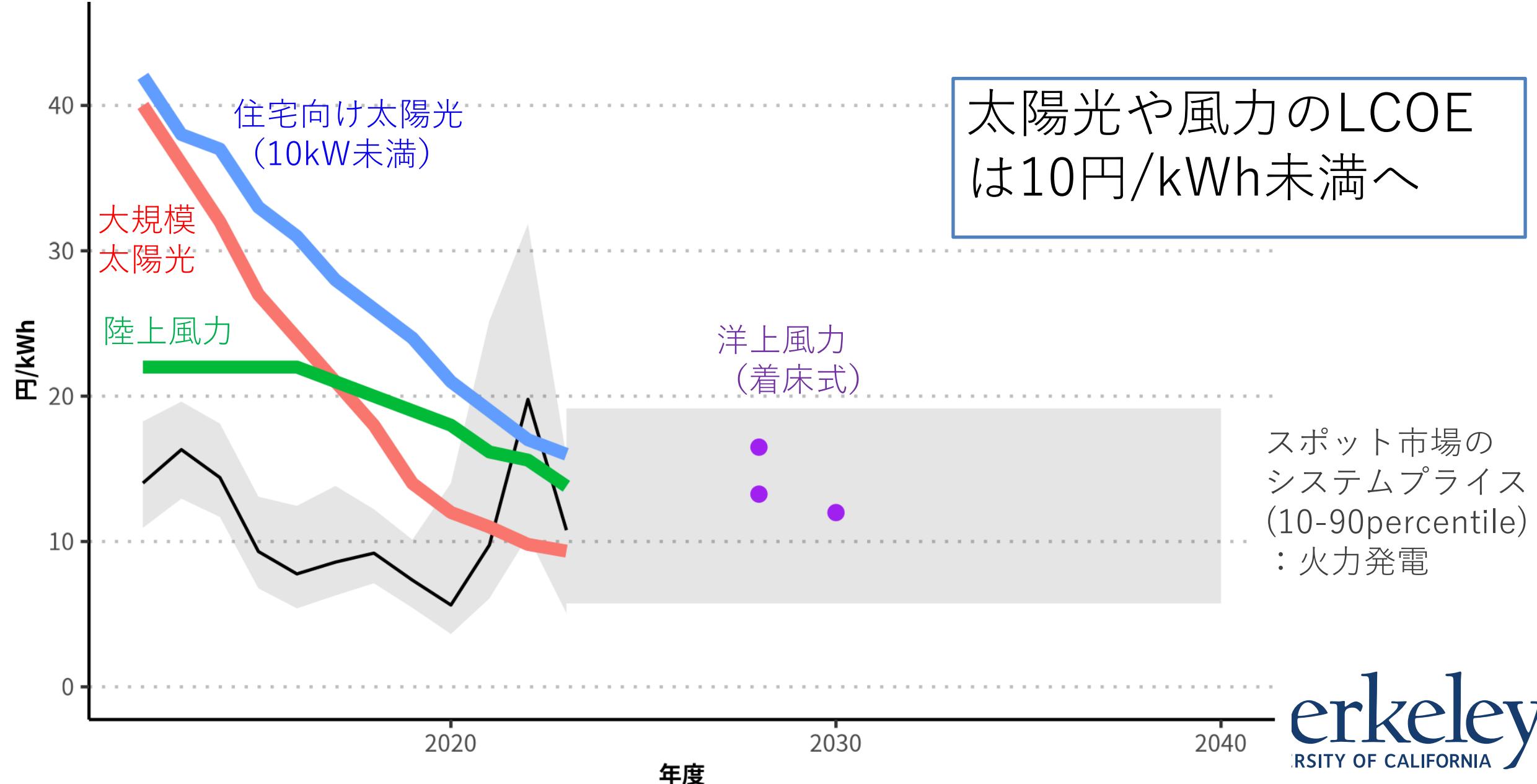
- 経済性 (Economic Efficiency)
- 安定供給 (Energy Security)
- 環境保全 (Environment)
- その他：雇用への影響、技術資産の継承等

有力な複数のシナリオを統一的な評価基準で評価
(バーダック、パタシュニック (2023) 「政策立案の技法」)

エネルギーの脱炭素化における電力の重要性

- 電力部門の脱炭素化は他部門より早い
 - G7は2035年までに電源の大半を脱炭素化
 - Hard-to-abate部門はHard-to-electrify部門と重なる
- 交通や産業等の電化でエネルギー効率向上
 - 電気自動車、ヒートポンプなど
 - エネルギー効率が高いため、一次エネルギー消費は激減
 - 電化率を現在の3割未満から6割以上へ
- 化石燃料輸入26兆円の迅速な縮小に資する最重要分野

国内における再エネの買取価格低減：火力と同等以下へ



蓄電池の爆発的な市場拡大と価格低下

- 世界の年間導入量は10年間で40倍以上に増加（中・米・欧で9割）
- 同期間に価格は1/4未満に低下
- 米国では需要逼迫時に稼働するピーカープラントを系統蓄電池が置き換え

Figure 1.8 ▷ Battery storage capacity additions worldwide, 2013-2023

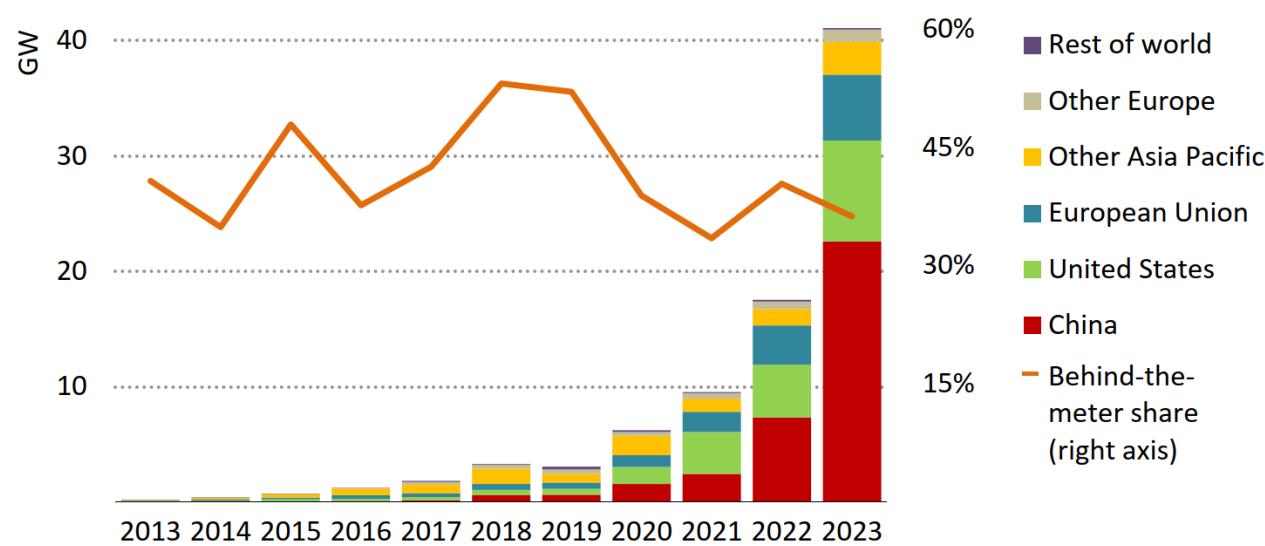
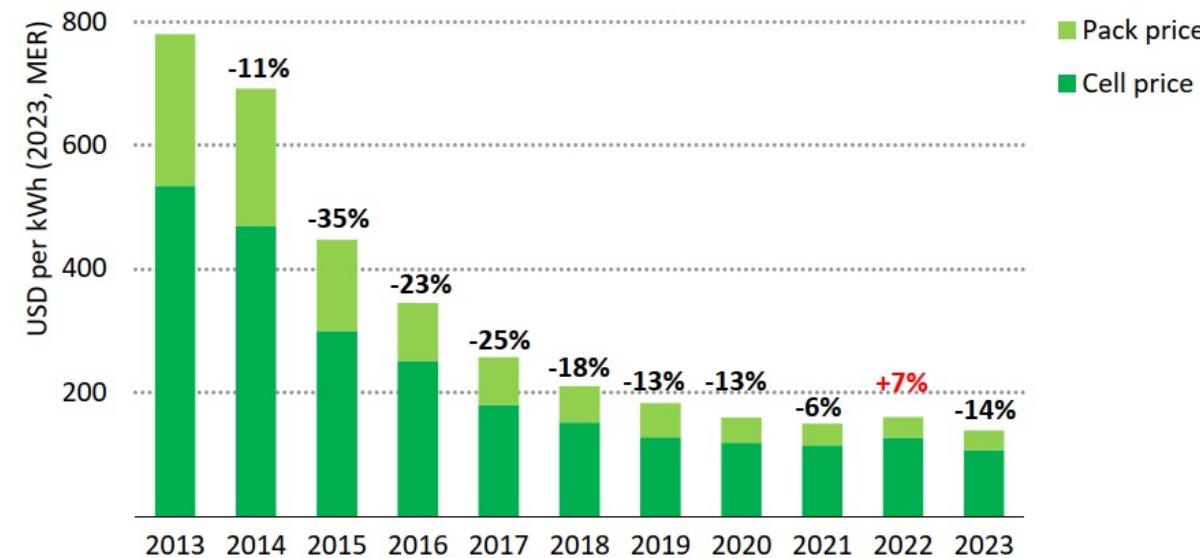


Figure 1.2 ▷ Lithium-ion battery pack and cell prices, 2013-2023



IEA. CC BY 4.0.

Prices for lithium-ion batteries steadily declined over the last decade with a spike in 2022, but dropping again in 2023

Notes: USD = US dollars, kWh = kilowatt-hours. Prices are weighted average across regions and chemistries.

Source: IEA analysis based on BNEF (2023a).

変動性再エネの特徴と対応の方向性

- 様々なタイムスケールの変動性 (Variability)
- 不確実性 (Uncertainty)
- 場所による制約 (Location-constrained)

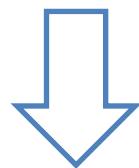


- 統合費用の主要因
- これらの特徴に応じた対策をとり、統合費用を最小化することが、太陽光・風力の主力電源化には不可欠

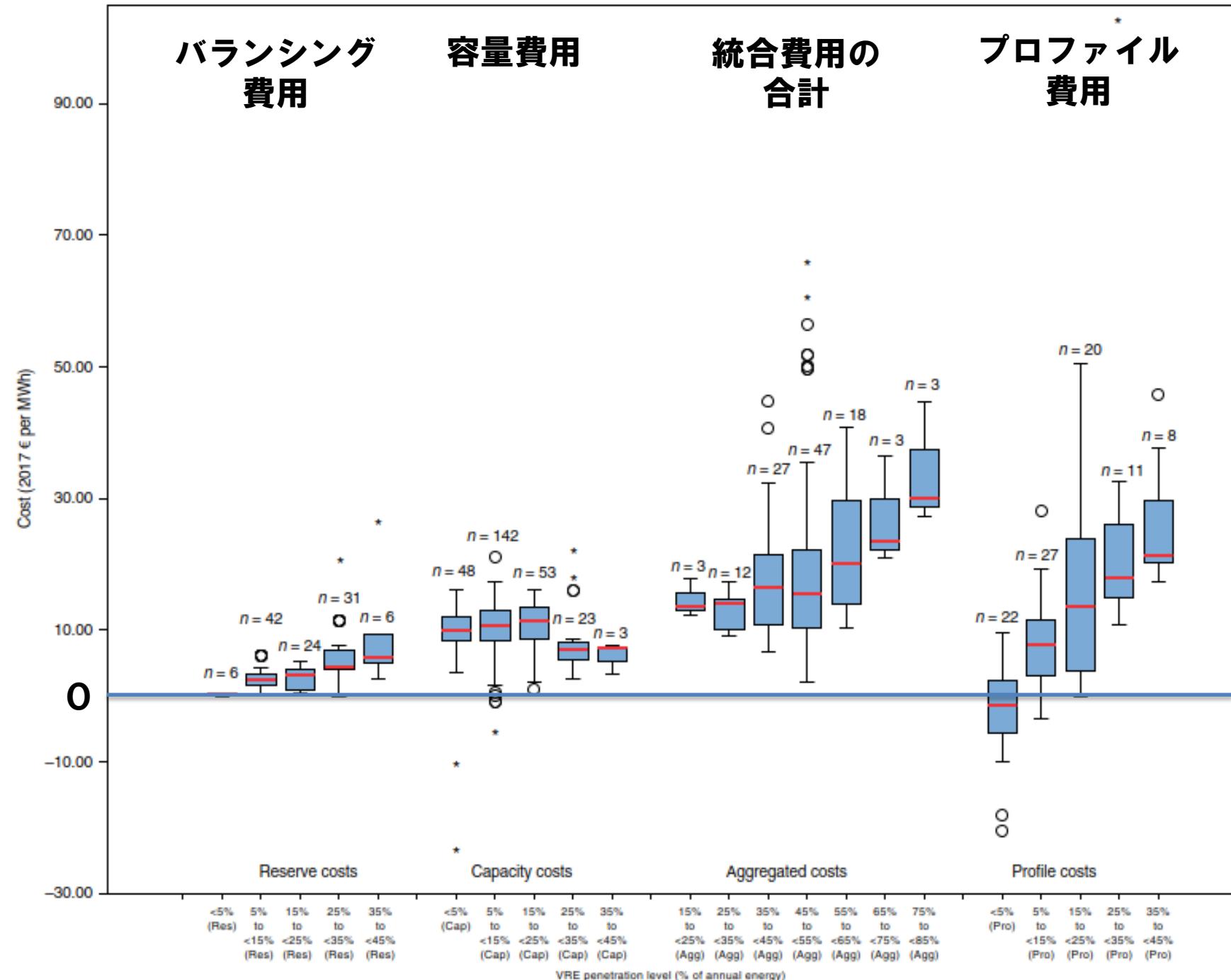
統合費用を低下させるための技術・政策的対策

統合費用の種類	原因	例
プロファイル費用	変動性	<ul style="list-style-type: none">エネルギー貯蔵(蓄電池や水素)広域化と平準化(連系線・送電線)火力改修FIP再エネ種のバランス限界発電費用に近い電気料金体系
バランスシング費用	不確実性	<ul style="list-style-type: none">調整力の強化(蓄電池や火力の改修等)ゲートクローズ時間の短縮MLを用いた再エネ出力予測精度向上
グリッド費用	場所の制約	ゾーニングと統合した送電網計画

統合費用は
変動再エネの割合と
ともに増えるが、
対策次第で小さく抑
えることができる



電力システムモデル
による詳細な評価が
必要



Source: Heptonstall et al. 2020

統合費用を含めた電力長期計画の研究：設備投資と運用の最適化

Shiraishi et al. 2023:
2035年までに電力の90%クリーンエネルギー化



THE 2035 JAPAN REPORT

PLUMMETING COSTS OF SOLAR, WIND,
AND BATTERIES CAN ACCELERATE JAPAN'S CLEAN
AND INDEPENDENT ELECTRICITY FUTURE

AUTHORS

Kenji Shiraishi^{1,2}, Won Young Park³, Nikit Abhyankar^{1,3},
Umed Palwal^{1,2}, Nina Khanna⁴, Toru Morotomi⁵, Jiang Lin^{1,2*},
and Amol Phadke^{1,2}

¹Lawrence Berkeley National Laboratory
²University of California, Berkeley
³Kyoto University
⁴corresponding author



Shiraishi et al. 2024:
2050年までに電力を100%ゼロエミッション化

IOP Publishing *Environ. Res. Lett.* **19** (2024) 084011 <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ad5856>

ENVIRONMENTAL RESEARCH LETTERS



OPEN ACCESS

RECEIVED
8 March 2024

REVISED
24 May 2024

ACCEPTED FOR PUBLICATION
14 June 2024

PUBLISHED
10 July 2024

Original content from
this work may be used
under the terms of the
Creative Commons
Attribution 4.0 license.

Any further distribution
of this work must
maintain attribution to
the author(s) and the title
of the work, journal
citation and DOI.



LETTER

The role of hydrogen as long-duration energy storage and as an international energy carrier for electricity sector decarbonization

Kenji Shiraishi^{1,2}*, Won Young Park³, and Daniel M Kammen^{1,3,4,*}

¹ Renewable and Appropriate Energy Laboratory, University of California, Berkeley, CA 94720, United States of America

² Goldman School of Public Policy, University of California, Berkeley, CA 94720, United States of America

³ Department of Sustainable Energy and Environmental Systems, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA 94720, United States of America

⁴ Energy and Resources Group, University of California, Berkeley, CA 94720, United States of America

* Author to whom any correspondence should be addressed.

E-mail: kammen@berkeley.edu

Keywords: hydrogen energy, decarbonization, zero-emission, long-duration energy storage, international energy carrier

Supplementary material for this article is available [online](#)

Abstract

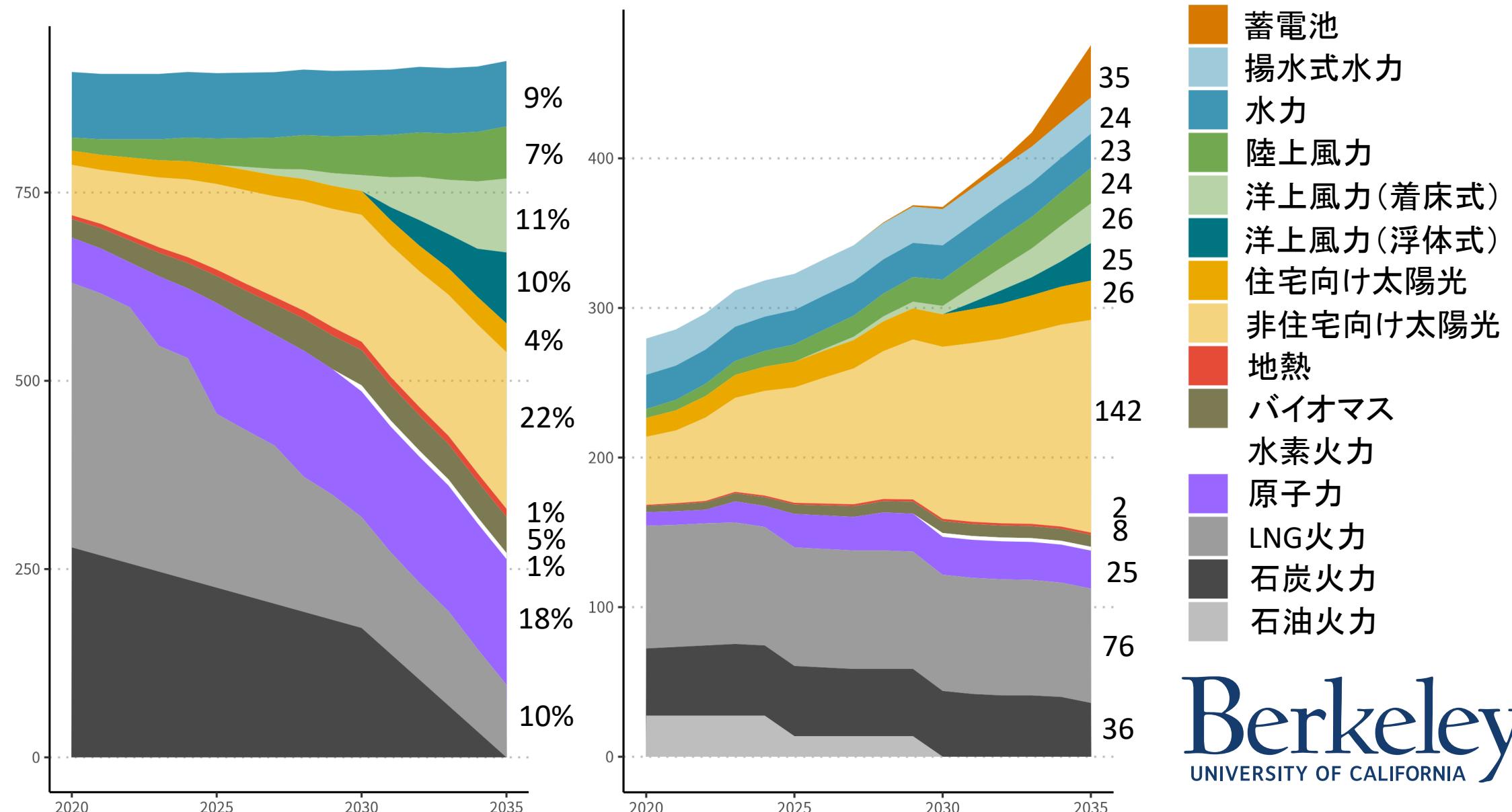
With countries and economies around the globe increasingly relying on non-dispatchable variable renewable energy (VRE), the need for effective energy storage and international carriers of low-carbon energy has intensified. This study delves into hydrogen's prospective, multifaceted contribution to decarbonizing the electricity sector, with emphasis on its utilization as a scalable technology for long-duration energy storage and as an international energy carrier. Using Japan as a case study, based on its ambitious national hydrogen strategy and plans to import liquefied hydrogen as a low-carbon fuel source, we employ advanced models encompassing capacity expansion and hourly dispatch. We explore diverse policy scenarios to unravel the timing, quantity, and operational intricacies of hydrogen deployment within a power system. Our findings highlight the essential role of hydrogen in providing a reliable power supply by balancing mismatches in VRE generation and load over several weeks and months and reducing the costs of achieving a zero-emission power system. The study recommends prioritizing domestically produced hydrogen, leveraging renewables for cost reduction, and strategically employing imported hydrogen as a risk hedge against potential spikes in battery storage and renewable energy costs. Furthermore, the strategic incorporation of hydrogen mitigates system costs and enhances energy self-sufficiency, informing policy design and investment strategies aligned with the dynamic global energy landscape.

ley
ORNIA

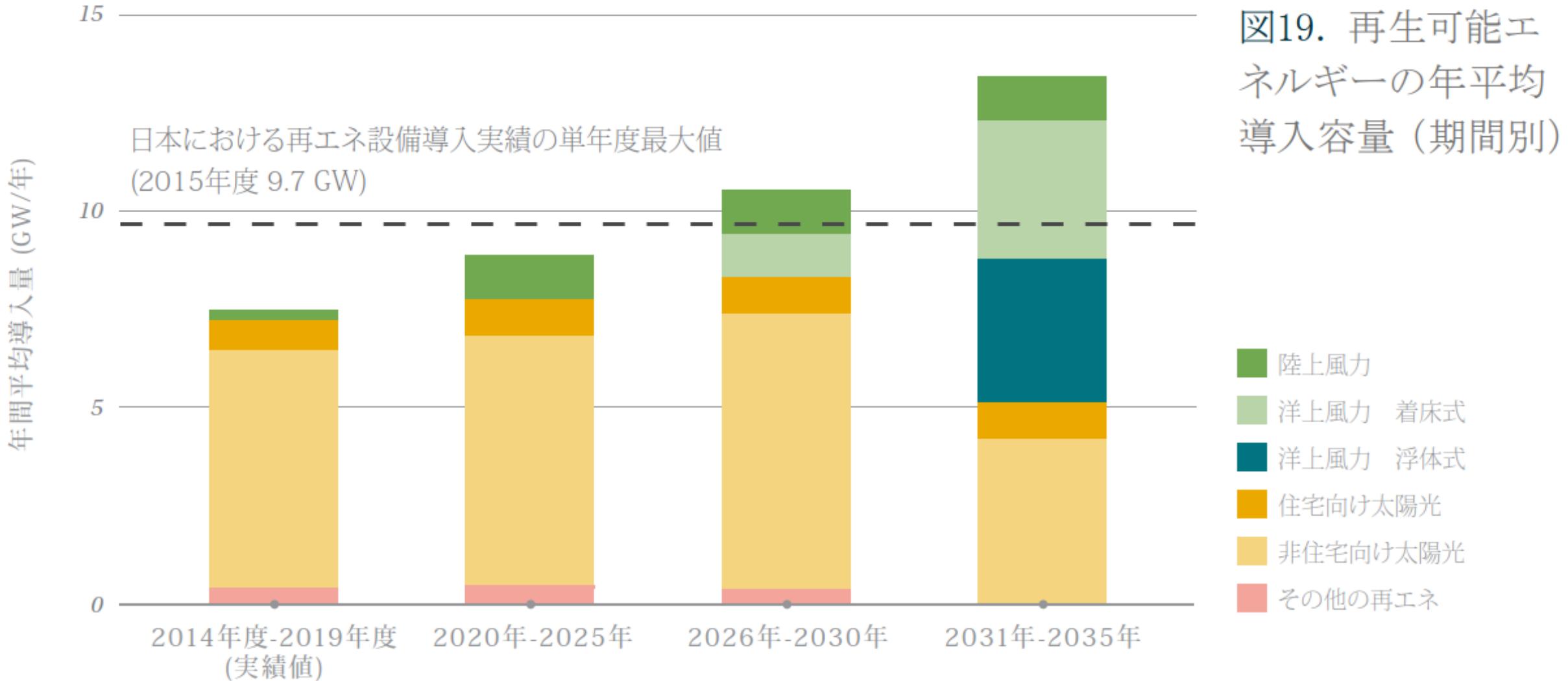
研究の特徴

- ・各種の統合費用や各種調整力などの技術的制約をモデルに反映
- ・クリーンエネルギー目標や排出削減目標を達成するために必要な、発電、送電、蓄電設備の投資と運用を費用最小化する経路を計算
- ・太陽光・風力・蓄電池の最新費用データと専門家ヒアリングを踏まえた予測を反映

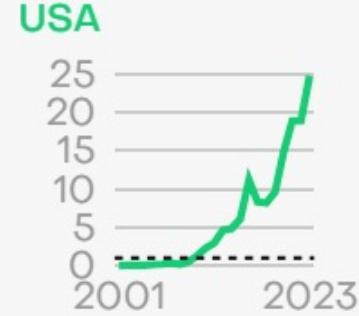
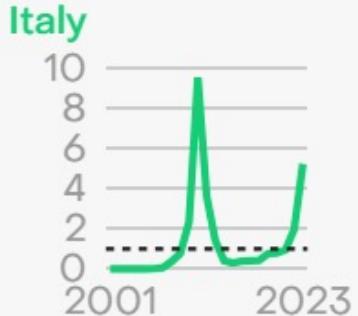
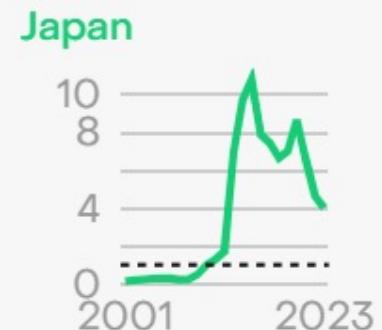
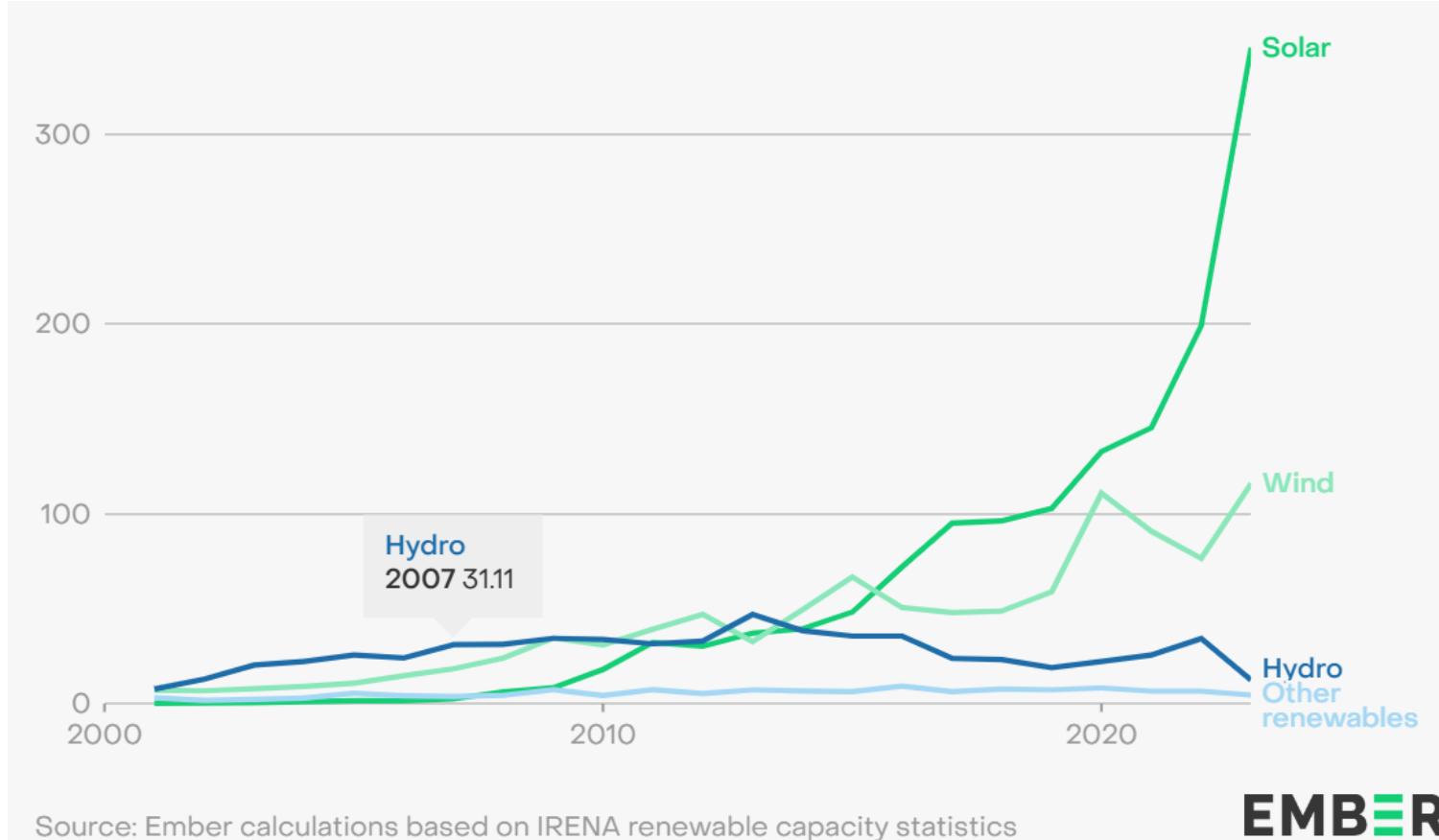
2035年日本レポート（高電化シナリオ）



方向性1：太陽光と風力の導入加速



価格低下による太陽光の爆発的拡大（世界+G7）



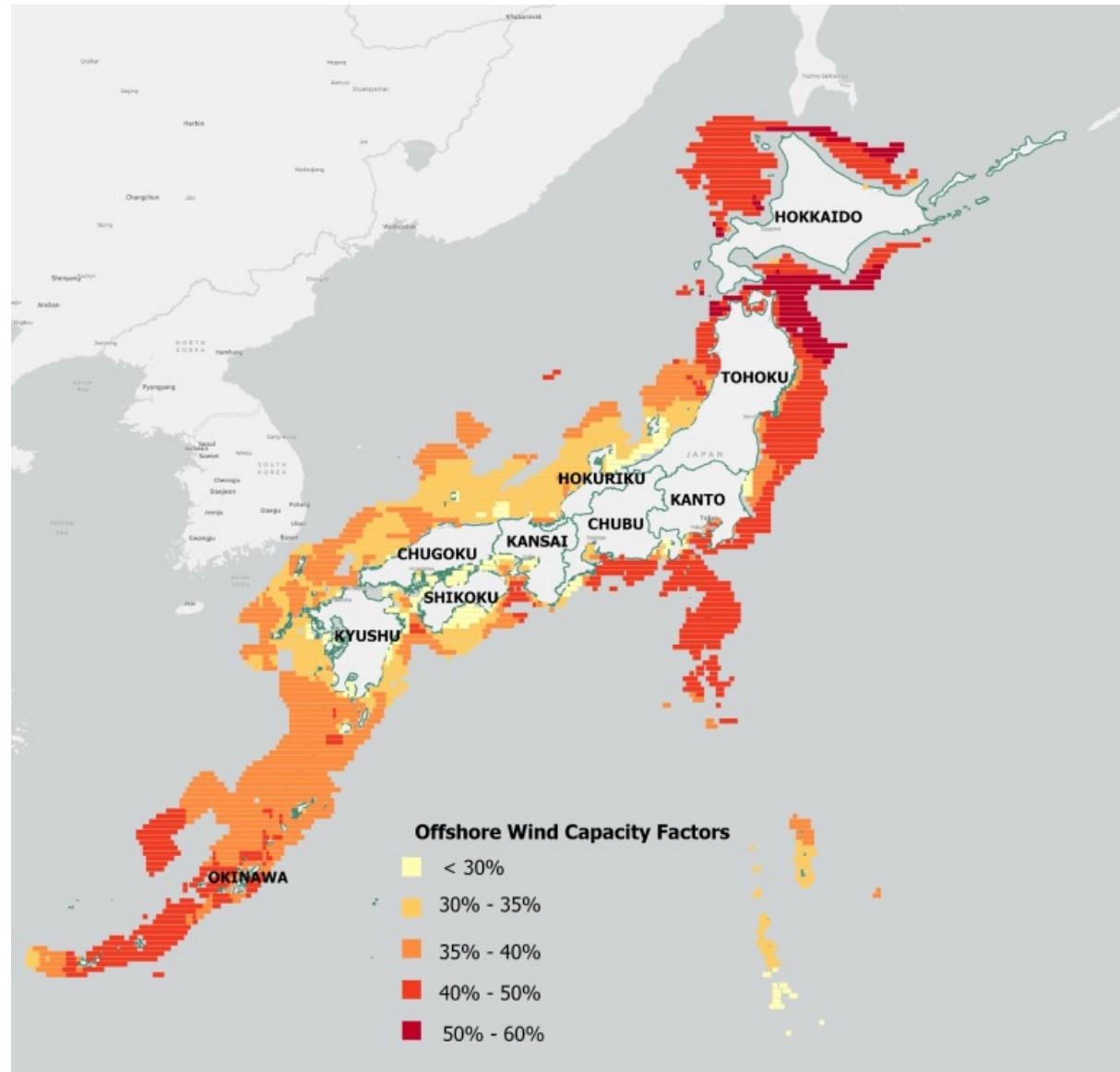
方向性1：太陽光168GW、風力75GW、蓄電池35GW

表 太陽光、風力、蓄電池の容量の推移(カッコ内は発電電力量に占める割合)

	2020年	2030年 (第6次エネ基)	2035年 (高電化ケース)
太陽光(屋根置き含む)	56	103.5-117.6	168.4 (27%)
陸上風力	4.2	17.9	23.7 (8%)
洋上風力(着床式)	0	5.7	26.4 (11%)
洋上風力(浮体式)	0	0	25.1 (10%)
蓄電池	0	-	35GW, 140GWh

- 太陽光と風力で電源構成の56%を占める
- 蓄電池がその統合を支える

方向性1：洋上風力（浮体式）が鍵



- 日本は世界最大の洋上風力資源国
の一つ
- 我々の研究（＊）では、設備利用
率（CF）40%以上のポテンシャル
が1200GWと確認
- 資源のほとんどが水深60m以上
- 浮体式の開発・利用が急務
- 関東と中部の大需要地に適地が近接

2035年50GWへと洋上風力
導入目標の大幅強化が必要

方向性2：電力システム費用低下と費用構造の変化

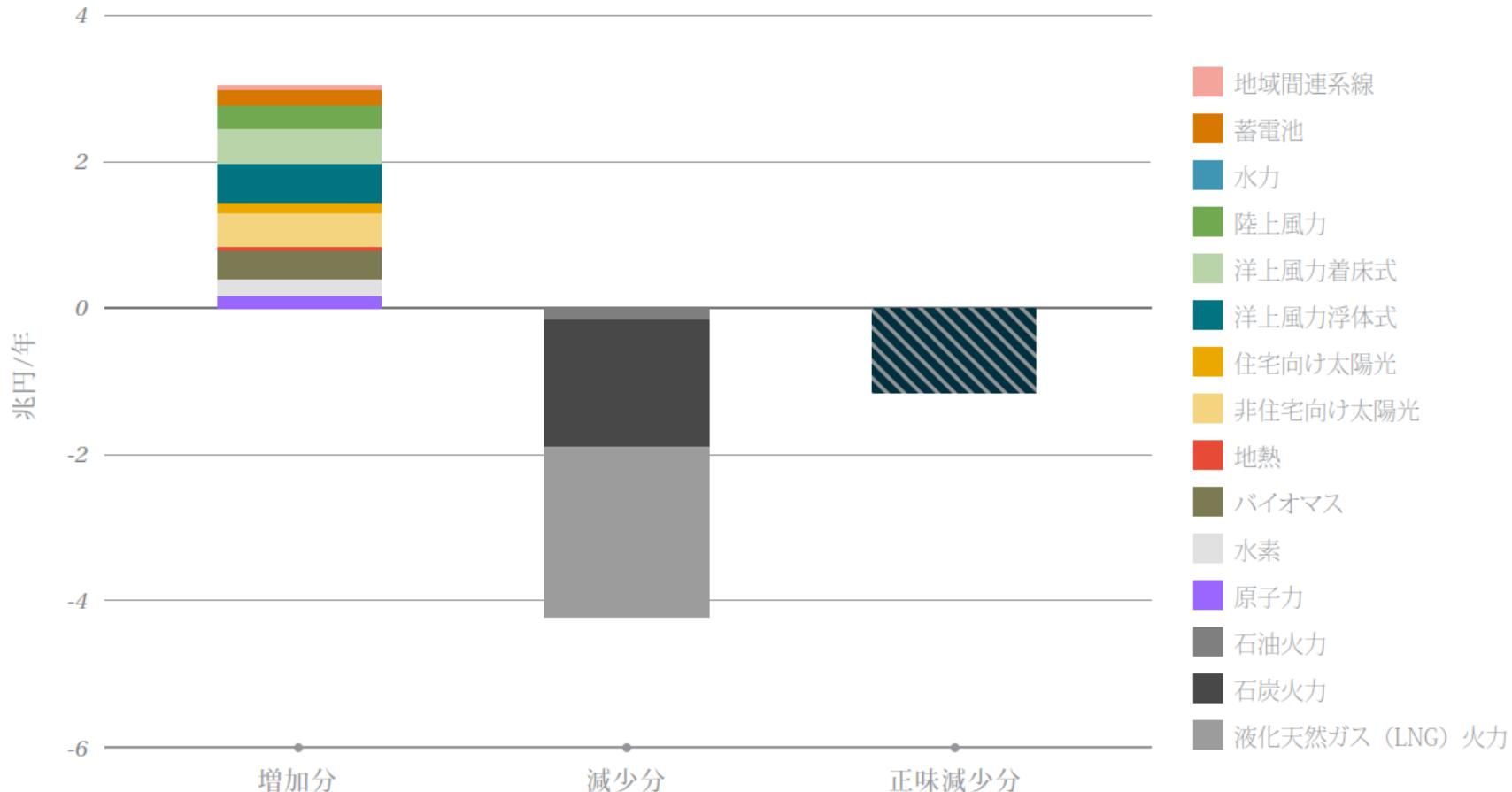
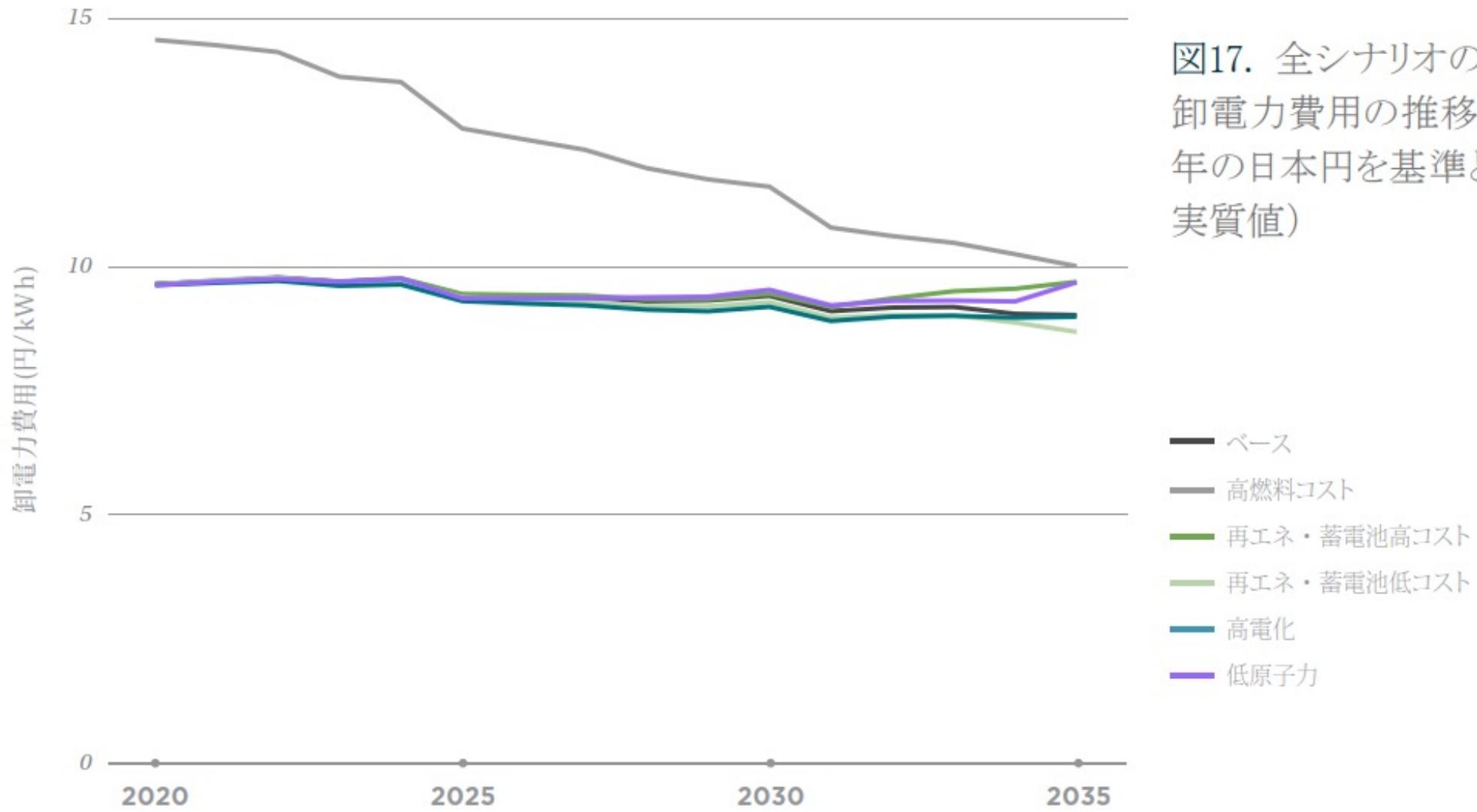
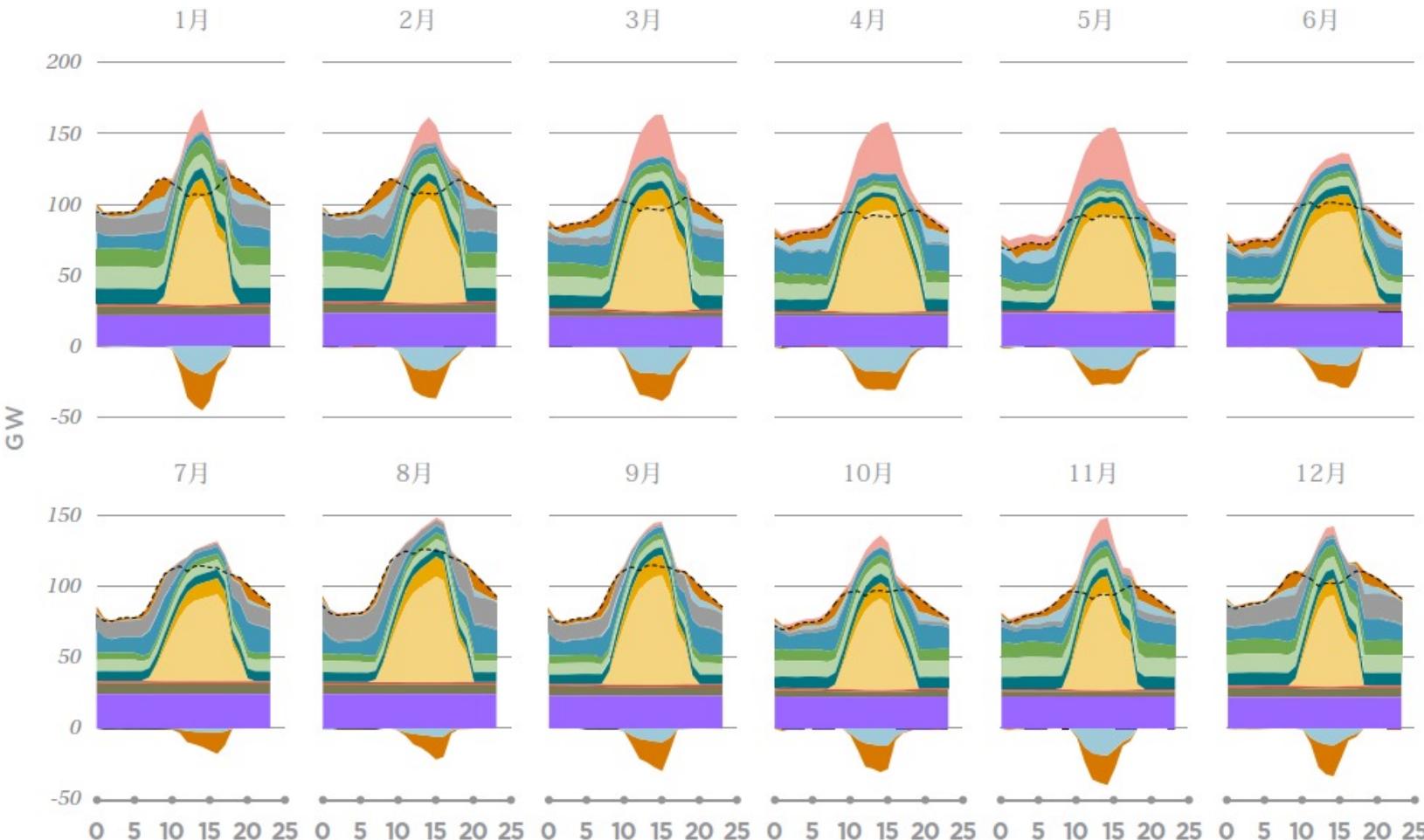


図16. クリーンエネルギー・シナリオにおける2020年と2035年の電力費用の増加分、減少分、正味の減少分の内訳(2020年の日本円を基準とした実質値)

方向性2：電力システム費用低下と費用構造の変化



方向性3：蓄電池の大量導入



■ 出力抑制 ■ 蓄電池（発電） ■ 揚水式水力（発電） ■ 液化天然ガス（LNG）火力 ■ 水力 ■ 陸上風力
■ 洋上風力着床式 ■ 洋上風力浮体式 ■ 住宅向け太陽光 ■ 非住宅向け太陽光 ■ 地熱
■ バイオマス ■ 水素 ■ 原子力 ■ 石炭火力 ■ 蓄電池（蓄電） ■ 揚水式水力（蓄電） ■ 系統電力需要

- 2035年に
35GW;140GWh規模で
変動再エネ56%に対
応（高電化ケース）
- モデルはすべて4時間
の蓄電池を選択
- 蓄電池の多面的な価値
を市場で適正に評価
 - アービトラージ
 - 調整力
 - 容量
 - 慣性力

2040年以降：LNGのゼロエミ電源への置き換え

- 電化により電力需要は最大1.5倍に
- 国産水素は、LDES（長期蓄エネ）として、太陽光と風力が主力電源化した電力システムの信頼性と経済性を向上
- 豊富な洋上風力資源を活用して（電力では1割しか使わない）、国産水素を製造し、戦略的備蓄、水素由来の燃料の製造、輸出

	2035年 (高電化ケース)	2050年 (排出ゼロ・ベースシナリオ)
太陽光(屋根置き含む)	168.4 (27%)	537 (46%)
陸上風力	23.7 (8%)	45 (7%)
洋上風力	51.5 (21%)	105 (21%)
蓄電池	35GW, 140GWh	135GW, 900GWh
国産水素(水素ベースの蓄エネ)	なし	51GW, 29.8TWh

再エネ導入を加速するために重要な取り組み

- 経済的、制度的、社会的な障壁を一つずつ壊していく
- 送電網への接続加速と費用分配の改善
- 再エネ適地のゾーニングと統合した送電網計画 (REZ)
- 脱炭素電源の公平な競争を後押しする炭素価格の導入と水準確保（2035年6千円/t-CO₂）
- 炭素価格の収入の多くを還付（逆進性の解消）
- 西側同盟国内での再エネ設備供給網の構築
- 石炭火力等の早期廃止への支援（補助・税制）



ありがとうございます

Email: kshiraishi@lbl.gov