

太陽光・風力発電の立地影響を考慮した 2040・50 年のエネルギーミックス分析

Energy Mix in 2040 and 2050 Considering Spatial Impact of Solar and Wind Power Generation

尾羽 秀晃 *

Hideaki Obane

1. 背景

2050 年までにカーボンニュートラルを達成するという目標に向けて、再生可能エネルギーなどの様々なエネルギー技術を活用し、費用対効果の高い手段によって、エネルギー需給構造の転換を図ることが求められる。これまで、エネルギーシステムモデルを用いた長期エネルギー需給に関わる分析が多数行われており、政策審議会においても様々な機関によるシナリオ分析の結果が示されてきた。例えば、2021 年 6 月の基本政策分科会（第 44 回会合）においては、計 6 の機関が 2050 年を対象としたエネルギーシナリオの分析結果を示している。

これまでのシナリオ分析からは、カーボンニュートラルの達成に向けては太陽光発電と風力発電の大量導入が必要となることが示唆されている。しかし、近年では太陽光発電が森林に設置される事例も増加しており、地域条例によって自然環境に影響を与える場所への設置が規制される動きにある。また、洋上風力発電についても、水深が浅い海域を中心に建設計画が進められてきたが、今後洋上風力発電の導入が進む場合には、水深が深い場所などのより事業性が悪い海域にまで風車を設置せざるを得なくなることが予想される。そのため、長期エネルギー需給に関わるシナリオを検討する上では、太陽光発電や風力発電の大量導入に伴う立地場所の変化の影響を考慮することが求められる。

本試算では、我が国における太陽光発電と風力発電の立地制約や大量導入に伴う立地場所の変化を考慮した上で、技術選択モデルを用いることによってエネルギーシステム全体におけるエネルギー技術の導入量の評価を行った。これにより 2040 年および 2050 年に向けた長期エネルギー需給シナリオを明示する。

2. 技術選択モデル

本試算で用いる技術選択モデルは、大槻他によって構築された線形計画モデル（NE_Japan モデル）を基にしたものである^{1)・3)}。同モデルは、各エネルギー技術の資本費や燃料費などを入力値とし、線形計画法に基づき、エネルギーシステム全体における費用が最小となるエネルギー技術の導入量などを出力する。選択の対象とする技術は発電、エネルギー転換、産業、運輸、家庭、業務の各部門における約 300 の技術とし、一次エネルギー供給からエネルギー転換、二次エネルギー、地域間輸送、最終消費までをフロー化している（図 1）。

本モデルでは、 k 個の技術に関わる費用の合計をエネルギーシステム費用とし、式(1)に示す目的関数によって割引後の累積コストの最小化が行われる。エネルギーシステム費用には、式(2)で示されるように需要側と供給側設備それぞれの資本費及び運転維持費と、エネルギー調達費用（一次エネルギーの輸入または国内生産と、二次エネルギーの輸入）が含まれる。資本費は式(3)、(4)の通り設備利用年数にわたり年価換算している。分析期間は 2022～75 年であり、代表年 YR_y として 2022 年、30 年、40 年、50 年、65 年、75 年の 6 時点の需給を計算する。

$$\min \sum_{y=0}^5 \sum_{\tau=YR_y}^{YR_{2y}} \left\{ \frac{ac_y(YR_{y+1}-\tau)+ac_{y+1}(\tau-YR_y)}{YR_{y+1}-YR_y} \cdot \frac{1}{(1+DR)^{\tau-YR_0}} \right\} \dots (1)$$

$$ac_y = ivc_y + foc_y + voc_y + flc_y \dots (2)$$

$$ivc_y = \sum_{y' \in Y, y' \leq y} \sum_r \sum_k AC_{k,y'} \cdot LM_{k,y',y} \cdot nnk_{k,r,y'} \dots (3)$$

$$AC_{k,y} = C_{k,y} / \sum_{j=1}^{LIFE_k} (1+HR)^{-j} \dots (4)$$

ここで、 DR は時間割引率（5%）、 YR_{2y} は $=YR_{y+1}-1$ 、 Y は時点の集合、 ivc_y は時点 y の資本費（単位：円/年）、 foc_y は時点 y の固定運転維持費（円/年）、 voc_y は時点 y の変動運転維持費（円/年）、 flc_y は時点 y のエネルギー調達費（円/年）、 $AC_{k,y}$ は時点 y における技術 k の年価換算の資本費（円/kW/年）、 $C_{k,y}$ は時点 y における技術 k の資本費（円/kW）、 $LM_{k,y,y}$ は技術 k の設備残存を示す定数（時点 y' にて導入された設備が時点 y において寿命を迎えていれば 0、残存していれば 1）、 $LIFE_k$ は技術 k の設備寿命（年）、 HR は投資の主観的割引率である。

エネルギーサービス需要（以下、サービス需要）は、産業（鉄鋼、化学、セメント、紙・パルプ、データセンター、

* （一財）日本エネルギー経済研究所
東京都中央区勝どき 1-13-1 イヌイビル・カチドキ 10F
Email: hideaki.obane@edmc.ieej.or.jp

本稿は、エネルギー資源学会誌「エネルギー・資源」2025 年 5 月号の特集記事に寄稿したものです。

本内容は 2024 年 12 月 3 日 総合資源エネルギー調査会 第 66 回基本政策分科会で発表した遠藤聖也・大槻貴司・尾羽秀晃・松尾雄希・森本壮一・柳澤明「2040 年・2050 年のエネルギーミックスに関する

半導体工場，その他産業），運輸（旅客，貨物），家庭（照明，冷房，暖房，厨房），業務（照明，冷房，暖房，厨房）を対象に計 39 とした．モデル内では，各部門の中でサービス需要をさらに細分しており，例えば運輸（旅客）では，旅客自動車，バス，船舶，鉄道，航空機の 5 種類に細分している．

電力需要や熱需要については，各サービス需要を満たすために選択された各技術の導入量により内生的に決定される．例えば，普通自動車輸送において電気自動車を選択された場合においては，それに応じてモデル内で電力需要が増大することとしている．

本試算で用いる技術選択モデルの特徴として，時間解像度を 8760 時間，日本国内の地域を 5 分割（北海道，東北，東京，西日本，九州・沖縄）としており，時間解像度と空間解像度とともに細分していることが挙げられる．これによって，太陽光発電や風力発電の時間変動性や地域間連系線の制約をより詳細に考慮することができるため，蓄電池や変動性再生可能エネルギーの導入量をより精緻に評価することが可能である．

また，導入が進むにつれて立地場所が変化することが予想される太陽光発電と風力発電については，地域の条例レビューに基づいて，地域条例による規制の影響を受けにくい場所に設置するとした．また，導入量の増大に伴って，発電コストが高い場所に立地されるため，日射量や風況条件，水深などの立地条件に応じた設置場所のグレード分けを行った．

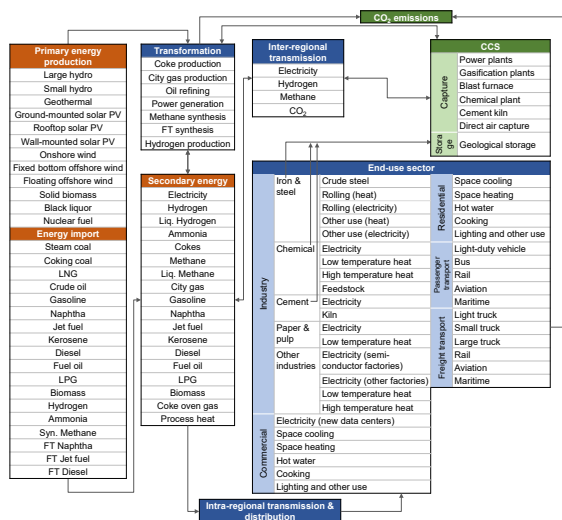


図 1 技術選択モデルにおけるエネルギーシステム

3. 主要前提条件

3.1 シナリオ設定

エネルギー起源 CO₂ 排出量が，2040 年に 2013 年比で 73%削減（333Mt-CO₂），2050 年に正味で 0 Mt-CO₂ となる制約の下，立地条件や各技術の技術進展度合いなどに応じた 4 種類のシナリオを設定した（表 1）．

(1) 再エネ拡大ケースは，営農型太陽光発電を全ての農地に可能な限り設置可能とするなど再生可能エネルギーを最大限活用するケース，(2) 水素拡大ケースは，海外からのグリーン水素の調達費用やキャリア製造設備のコスト低減によって，水素エネルギーキャリアの輸入価格が低減するケース，(3) CCS 拡大ケースは，CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめで示された年間 CO₂ 貯留量の目標値の上限である 2.4 億t-CO₂ まで CO₂ を貯留可能としたケース，(4) 革新技術拡大ケースでは，再エネ拡大，水素拡大，CCS 拡大が全て実現することを想定した．

3.2 太陽光・風力発電の導入量上限

太陽光・風力発電の導入量上限を表 2 に示す．地上設置型太陽光発電と陸上風力発電の導入量上限は，尾羽他⁴⁾に基づき，条例によって規制される区域を除外した場所に各電源を設置する前提とした．なお，再エネ拡大ケースにおいては，景観保全区域など規制している市町村の頻度が低い区域における設置を一部認めるとした．

屋根設置型太陽光発電については，尾羽他⁴⁾に基づき，全屋根面積のうち太陽光発電が設置される面積の比率である設置係数を考慮して導入量上限を設定した．基準ケースでは実際の導入実績に基づく設置係数（建物の種類に応じて 7.9-38.8%），再エネ拡大ケースでは建物の緑化可能面積の考え方にに基づく設置係数(49.9%)を用いた．戸建住宅については，屋根の方角に応じて日射パターンのグレード分けを行った．

営農型太陽光発電の導入量上限は，朝野他⁵⁾を参考に，2023 年時点の全農業経営体が電気主任技術者の選任不要の範囲である 49.9 kW の太陽光発電設備を設置した場合の設備容量とした．なお，再エネ拡大ケースでは，全農地に設置可能とした．

洋上風力発電については，Obane et al.⁶⁾に基づき，再エネ海域利用法に基づく「促進区域」の指定要件を満たす海域に設置する前提とした．基準ケースでは景観影響や系統接続の制約を考慮し離岸距離 10-100km，再エネ拡大ケースでは離岸距離 0-370.4km の海域に設置可能とした．また，設置する場所によって発電コストが大きく異なるため，水深 4 パターン × 風速 3 パターン × 電力エリア 5 パターンの計 60 のグレード分けを行い，それぞれのグレードに対して資本費と設備利用率，導入量上限を設定した（図 2）．

表1 設定したシナリオ

ケース	太陽光・風力発電の導入量上限	水素価格	CO ₂ 貯留量
再エネ拡大 (Case 1)	再エネ拡大	基準	低位(1.2 億 t/year)
水素拡大 (Case 2)	基準	水素技術進展	低位(1.2 億 t/year)
CCS 拡大 (Case 3)	基準	基準	高位(2.4 億 t/year)
革新技術拡大 (Case 4)	再エネ拡大	水素技術進展	高位(2.4 億 t/year)

表2 太陽光・陸上風力発電の導入量上限

		考え方	導入量上限[GW]
屋根設置型太陽光 (戸建住宅)	基準 再エネ拡大	南・東西向き屋根に設置 南・東西・北向き屋根に設置	146.3 194.4
屋根設置型太陽光 (戸建住宅以外)	基準 再エネ拡大	全屋根面積のうち建物の種類に応じて 7.9%-38.8%の面積に設置 全屋根面積のうち 49.9%の面積に太陽光発電を設置	137.2 280.4
地上設置型太陽光	基準 再エネ拡大	条例によって規制される全ての種類の区域を除外 条例によって規制される区域のうち一部を除外	52.3 116.1
陸上風力	基準 再エネ拡大	条例によって規制される全ての種類の区域を除外 条例によって規制される区域のうち一部を除外	25.2 35.3
営農型太陽光	基準 再エネ拡大	全農業経営体 (84 万経営体) が電気主任技術者の選任が不要の 範囲である 50kW の太陽光発電を設置する想定 全農地に設置可能	46.5 2,365

※ 地上設置型太陽光と陸上風力については、既に森林に設置された設備等を含むため尾羽他 4)の値とは一致しない。

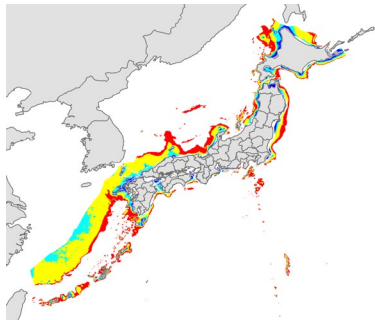
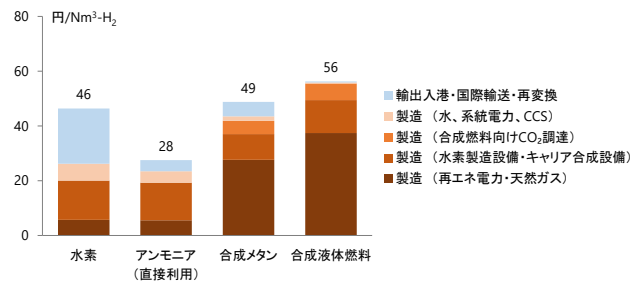


図2 洋上風力発電のグレード分け例
(水深4パターン)

3.3 輸入燃料費

本試算においては、化石燃料として原油、石油製品 (7 種類)、LNG、一般炭、原料炭の輸入を考慮した。輸入価格の想定は、貿易統計における CIF 価格に基づいた 2022 年度の実績値を基準とし、IEA World Energy Outlook 2024 の Net Zero Emissions by 2050 シナリオにおける価格見通しの伸び率を用いて推計した。

水素エネルギーキャリアについては、液化水素、メチルシクロヘキサン(MCH)、アンモニア、合成メタン、合成液体燃料を考慮した。輸入価格の想定は、IEA Future of Hydrogen および大槻・柴田⁷⁾などの考え方を基に、国際サプライチェーンの各段階の費用を積み上げることによって推計した (図3)。水素 (液化水素や MCH) については、陸揚げ後の再変換費用までを前提条件として与え、陸揚げ後のエネルギー単価はモデル内部で内生的に決定されるものとした。また、液化水素、MCH、アンモニアについては、CCS 付き天然ガス改質からの製造を想定し、合成メタンと合成液体燃料は水素電解水素と大気由来 CO₂からの製造を想定した。



※ 輸入費用のうち輸出港と再変換はモデル内におけるエネルギー単価を基に内生的に決定される

図3 水素エネルギーキャリアの輸入費用
(2050年・基準ケース)

3.4 太陽光・風力発電の資本費

太陽光発電と風力発電の資本費は、2024 年度の発電コスト検証 WG に準じて設定した。営農型太陽光発電の資本費は、事業者へのヒアリングに基づいて、地上設置型太陽光発電の資本費より 2 万円/kW 高い想定とした。また、洋上風力発電は水深 0 – 60 m で着床式風車、水深 60 m 以深で浮体式風車を設置する前提とし、NREL を参考に、水深 0 – 30 m で 41.6 万円/kW、水深 30 – 60 m で 53.7 万円/kW、水深 60 – 100 m で 80.6 万円/kW、水深 100 – 200 m で 89.1 万円、200 m 以深で 102 万円/kW と想定した。

3.5 エネルギーサービス需要

2050 年までのサービス需要は、1 人あたりの GDP の予測などに基づき、回帰的に推計を行った。例えば、鉄鋼生産を一例として取り上げると、産業 GDP を説明変数として、将来までの鉄鋼生産量の予測を行った。表3に代表的なサービス需要の推計結果を示す。なお、表中の GDP と人

口、世帯数は主なサービス需要を回帰予測するための説明変数であり、参考として示している。データセンターおよび半導体工場の電力需要は、間瀬他⁸⁾をもとに2040年で計100TWh、2050年で計214TWh増加と想定した。

表3 主なサービス需要・マクロ前提条件の想定

	単位	2022	2040	2050
鉄鋼生産量	万 t	8,784	7,834	7,349
エチレン 生産量	万 t	548	545	534
セメント 生産量	万 t	5,148	4,883	4,815
紙生産量	万 t	3,083	2,821	2,775
旅客自動車 輸送量	億人・km	7,670	6,959	6,668
トラック 輸送量	億 t・km	2,284	2,172	2,050
実質 GDP (2015 年 基準)	兆円	554	737	857
人口	万人	12,435	11,627	11,070
世帯数	万世帯	6,027	6,055	5,820

4. 結果

4.1 発電電力量

各シナリオにおける2040年および2050年の発電電力量を図4に示す。図中の赤字は全発電電力量に対する再生可能エネルギーによる発電電力量の比率を示しており、2040年で41%–55%、2050年で48%–63%とシナリオ毎で大きく異なる結果が示された。

Case1 再エネ拡大ケースでは、全農地に営農型太陽光発電を設置可能とする前提としているため、太陽光発電の発電電力量の割合が他ケースと比較して多くなっている。Case2 水素拡大ケースにおいては、水素キャリアの輸入価格を低く設定しているため、洋上風力発電の代わりに、アンモニア火力の発電電力量が増大している。また、Case3 CCS 拡大ケースにおいては、CO₂貯留量を増大させているため、CCS 付き LNG ガス火力による発電電力量が増大している。

発電電力量は、いずれのシナリオにおいても2040年から2050年にかけて大幅に上昇している。これはデータセンターや半導体工場の電力需要の増加に加えて、エネルギー需要部門の電化やCO₂を回収するDACの消費電力が増加したためである。

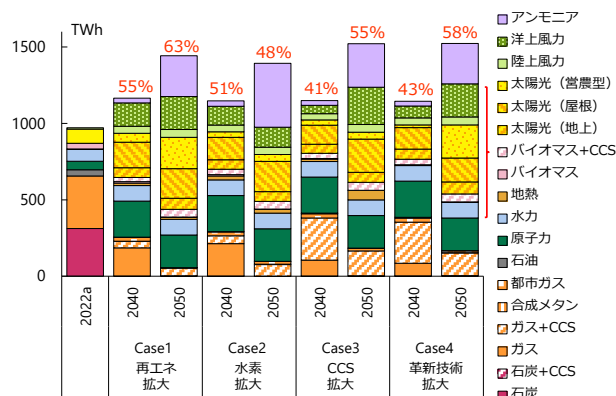


図4 発電電力量[TWh]

4.2 一次エネルギー供給

各シナリオにおける2040年および2050年の一次エネルギー供給を図5に示す。その結果、2022年の一次エネルギー供給量392 Mtoeに対して、2040年の同供給量は320～340 Mtoeとなり、約2割程度減少する結果が示された。

全一次エネルギー供給のうち化石燃料が占める割合は、2022年が87%であったのに対し、2040年では石炭火力発電の発電電力量が減少したため、同割合は57–64%と減少した。なお、LNG ガス火力発電用の天然ガスや、自動車や船舶用などの石油製品の供給は残る結果となった。

2050年では、水素エネルギーキャリアや再生可能エネルギーの比率が増大したことによって、同割合は20%前後にまで大きく減少する結果となった。

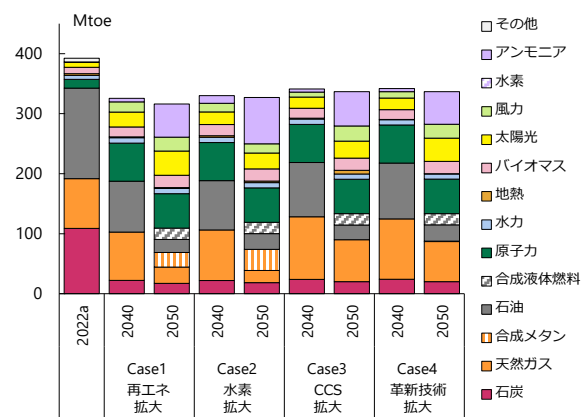


図5 一次エネルギー供給[Mtoe]

4.3 部門別CO₂排出量

各シナリオにおける2040年および2050年の部門別CO₂排出量を図6に示す。その結果、2040年ではいずれのシナリオにおいても、産業部門や運輸部門などにおいてCO₂が排出される結果が示された。また、2050年では、電化が困

難な産業部門の高熱源用の化石燃料消費による CO₂ 排出量などが残り、残った分はバイオマス発電と CO₂ 回収・貯留技術の組み合わせである BECCS (Bioenergy with carbon capture and storage)や、二酸化炭素の大気直接回収・貯留技術である DAC (Direct air capture)によってオフセットされる結果が示された。

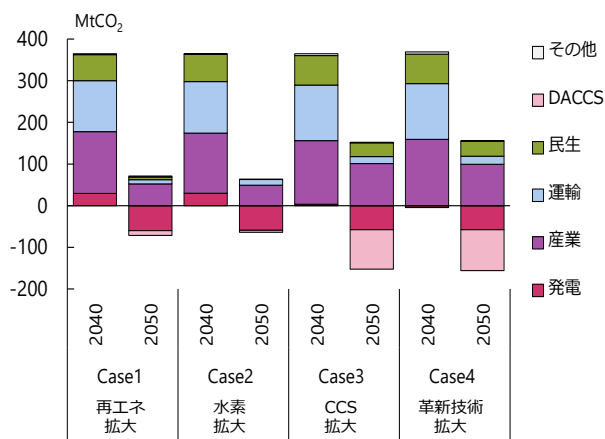


図6 部門別 CO₂ 排出量[Mt-CO₂]

5. 政策示唆

本試算では、太陽光発電と風力発電の立地制約や大量導入に伴う立地場所の変化を考慮した上で、技術選択モデルを用いることによって長期エネルギー需給シナリオを示した。その結果、中長期においては電力需要の増大が見込まれる中で、太陽光発電や風力発電の大量導入に伴うエネルギーシステム全体への費用が増加することを踏まえると、再生可能エネルギーだけでなく原子力発電や CCS 付の LNG ガス火力発電、アンモニア発電などといった、多様な電源を活用することが重要であることが示唆される。なお、エネルギーシステム全体のコストが最小となる電源構成は、CO₂ 貯留可能量や水素エネルギーキャリアの輸入燃料費などによって大きく変わることには留意が必要である。例えば、CO₂ 貯留可能量の下限は 1.2 億 t-CO₂/年としているが、仮に実際の CO₂ 貯留可能量が 1.2 億 t-CO₂ よりも下回る場合には、CCS 付 LNG ガス火力発電の代わりに再生可能エネルギーなどの代わりの電源で電力を賄う必要性が生じる。

そのため、各種技術の進展度合いや将来における水素エネルギーキャリアの費用などの不確実性が大きいことを踏まえると、現時点では多様な技術の開発を追求し、バランスのとれたエネルギーミックスを目指すことが望まれる。

謝辞

本分析は JST 低炭素社会実現のための社会シナリオ研究事業 JPMJCN2302 および JSPS 科研費 JP23K13696 の支援を受けて実施された。

参考文献

- 1) 大槻貴司, 尾羽秀晃, 川上恭章, 下郡けい, 水野有智, 森本壮一, 松尾雄司, 2050 年 CO₂ 正味ゼロ排出に向けた日本のエネルギー構成: 自然変動電源の立地制約を考慮した分析, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), 142(7), pp.334-346, 2022 年 7 月.
- 2) Takashi Otsuki, Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii, Hiroko Nakamura, Temporally Detailed Modeling and Analysis of Global Net Zero Energy Systems Focusing on Variable Renewable Energy, Energy and Climate Change, Volume 4, December 2023.
- 3) Takashi Otsuki, Yoshiaki Shibata, Yuhji Matsuo, Hideaki Obane, Soichi Morimoto, Role of carbon dioxide capture and storage in energy systems for net-zero emissions in Japan, International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 132, February 2024.
- 4) 尾羽秀晃, 笹川亜紀子, 森本壮一, 柴田善朗, 大槻貴司, 地域条例・建物特性を考慮した太陽光発電の導入ポテンシャル評価, JST 社会シナリオ研究事業「地域特性を活かし価値を創造する再エネ基盤社会への道筋」研究報告 No. R6 - 01, 2024.
- 5) 朝野賢司, 永井雄宇, 尾羽秀晃, ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討, 経済産業省資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第 34 回会合).
- 6) H.Obane, Y.Nagai, K.Asano, Assessing the potential areas for developing offshore wind energy in Japanese territorial waters considering national zoning and possible social conflicts, Marine Policy, Vol 129, 2021
- 7) 大槻貴司, 柴田善朗, 合成メタン等の製造・供給費用試算, 2022 年 11 月 22 日(火) 第 9 回メタネーション推進官民協議会.
- 8) 間瀬貴之, 中野一慶, 稗貫峻一, 坂本将吾, 2050 年度までの全国の長期電力需要想定ー基礎的需要・追加的要素(省エネ・電化)の暫定試算結果ー, 2024 年 1 月 24 日, 電力広域的運営推進機関・将来の電力需給シナリオに関する検討会・第 3 回検討会.

<著者紹介>



尾羽 秀晃 (おばね ひであき)
2021 年 3 月筑波大学大学院システム情報工学研究科リスク工学専攻博士後期課程修了。
2012~2017 年三菱電機株式会社, 2017~2021 年(一財)電力中央研究所を経て, 2021 年(一財)日本エネルギー経済研究所入所, 現在に至る。地理情報システムや数値モデルを用いたエネルギーシステム分析に従事。博士(工学)。

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp