

UC Berkeley

UC Berkeley Previously Published Works

Title

The 2035 Japan Report: Plummeting Costs of Solar, Wind, and Batteries Can Accelerate Japan's Clean and Independent Electricity Future

Permalink

<https://escholarship.org/uc/item/920040qw>

Authors

Shiraishi, Kenji

Park, Won Young

Abhyankar, Nikit

et al.

Publication Date

2023-02-28

Copyright Information

This work is made available under the terms of a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives License, available at

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

Peer reviewed



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 Park¹, Nikit Abhyankar^{1,2},
Umed Paliwal^{1,2}, Nina Khanna¹, Toru Morotomi³, Jiang Lin^{1,2*},
and Amol Phadke^{1,2*}

¹ Lawrence Berkeley National Laboratory

² University of California, Berkeley

³ Kyoto University

**corresponding author*



BERKELEY LAB



ABSTRACT

Japan faces a significant energy security risk as it imports nearly all of the fuel used in its power sector, with clean electricity accounting for only 24% of the total. This study shows that, due to the decreasing costs of solar, wind (especially offshore), and battery technology, Japan can achieve a 90% clean electricity share by 2035. This would also result in a 6% reduction in electricity costs, nearly eliminate dependence on imported LNG and coal, as well as dramatically reduce power sector emissions. Additionally, the study finds that Japan's power grid will remain dependable without the need for new gas capacity or coal generation. To take advantage of these significant economic, environmental, and energy security benefits, strong policies such as a 90% clean electricity target by 2035 and corresponding renewable deployment goals are required.



DISCLAIMER

While this document is believed to contain correct information, neither the United States Government nor any agency thereof, nor The Regents of the University of California, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by its trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California.

Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory is an equal opportunity employer.

COPYRIGHT NOTICE

This manuscript has been authored by authors at Lawrence Berkeley National Laboratory under Contract No. DE-AC02-05CH11231 with the U.S. Department of Energy. The U.S. Government retains, and the publisher, by accepting the article for publication, acknowledges, that the U.S. Government retains a non-exclusive, paid-up, irrevocable, worldwide license to publish or reproduce the published form of this manuscript, or allow others to do so, for U.S. Government purposes.

TECHNICAL REVIEW COMMITTEE

Below are the members of the technical review committee. The committee provided input and guidance related to study design and evaluation, but the contents and conclusions of the report, including any errors and omissions, are the sole responsibility of the authors. Committee member affiliations in no way imply that those organizations support or endorse this work in any way.

Takamura, Yukari | *University of Tokyo*

Komiyama, Ryoichi | *University of Tokyo*

Nagata, Tetsuro | *Kyoto University*

Sakurai, Keiichiro | *National Institute of Advanced Industrial Science and Technology*

Kurosaki, Miho | *Kamakura Sustainability Institute Independent Analyst*

ACKNOWLEDGEMENTS

Funding for this report was provided by Climate Imperative Foundation.

The following people provided invaluable technical support, input, review, and assistance in making this report possible:

Kimiko Hirata and Chisaki Watanabe of Climate Integrate

James Hyungkwan Kim of Lawrence Berkeley National Laboratory

Yoh Yasuda of Kyoto University

Anya Breitenbach of Forge & Foundry Strategic

Jin Kato of Japan Wind Power Association

Takeaki Masukawa and Kanzo Sugimoto of Japan Photovoltaic Energy Association

Annie Dore of Beespring Designs



TABLE OF CONTENTS

EXECUTIVE SUMMARY	1
1 INTRODUCTION	10
2 METHODS AND DATA SUMMARY	13
2.1 Policy Scenario	13
2.2 Modeling Tools and Approach	15
2.3 Key Modeling Input	17
2.4 Sensitivity Analysis	22
3 KEY FINDINGS	24
3.1 Japan's 90% Clean ENERGY Grid Can Dependably Meet Electricity Demand with Large Additions of RE and Energy Storage	24
3.2 Clean Energy Deployment Can Reduce Wholesale Electricity Costs By 6%	32
3.3 90% Clean Energy Deployment Can Reduce Fossil Fuel Import Costs By 85%, Bolstering Japan's Energy Security	36
3.4 Scaling-Up Renewables to Achieve a 90% Clean Energy Grid Is Feasible	37
3.5 Clean Energy Can Cut CO ₂ Emissions By 92%, Providing Significant Environmental Benefits	40
4 CAVEATS AND FUTURE WORK	42



5 CONCLUSIONS AND POLICY INSIGHTS	43
5.1 Key Conclusions	43
5.2 Possible Future Actions	44
References	50
APPENDIX A Modeling Approach	54
APPENDIX B Modeling Inputs	56
APPENDIX C Solar and Wind Profiles	60
APPENDIX D Carbon Price Sensitivity	67
APPENDIX E Regional Results of Base Scenario	69
APPENDIX F Sensitivity Analysis	71



EXECUTIVE SUMMARY

The global energy crisis poses critical challenges for the Japanese people and their economy. The country depends on foreign fossil fuel imports for about 90% of its primary energy consumption. At the same time, technological advancements and dramatic reductions in solar, wind, and battery storage costs present new opportunities to make clean electricity generation more affordable, while reducing emissions and better positioning the country to meet its 2050 goal of carbon neutrality.

The most important strategy for decarbonization is establishing clean energy sources to feed the grid and substantially increase its supply Japan's electricity without using fossil fuels. These clean energy options include primarily solar- and wind-based renewable energy (RE), as well as smaller amounts of power generated by nuclear and natural gas plants. Generation from any resource that does not produce direct carbon dioxide (CO₂) emissions is considered clean energy in this analysis, including generation from solar, wind, hydropower, biomass, geothermal, hydrogen, and nuclear sources.

Japan's near-term goal is to transition 59% of electricity generation to clean energy sources by Fiscal Year (FY) 2030, compared to the 24% of electricity supplied by these sources in FY 2019. This study examines the factors involved in hitting cost, dependability, and emissions targets, while making even greater cuts in fossil fuel used for electricity generation by 2035.

The study addresses three vital questions:

What effect will recent declines in wind, solar, and battery storage costs have on the pace and scale of renewable resource development?

What clean energy goals are technically and economically feasible, given the inherent uncertainties such as electricity demand growth, fossil fuel prices, and RE and energy storage costs?

How can a faster transition to clean energy deliver not only environmental and economic benefits, but also reduce security risks related to dependence on imported fossil fuels?

Using detailed state-of-the-art capacity expansion and hourly dispatch models to explore one core Clean Energy policy scenario (referred to throughout this report as the “Clean Energy” scenario), researchers examined its potential impact on Japan in the 2020 through 2035 time frame. This core Clean Energy Scenario evaluates transition from Japan’s non-fossil electricity generation goal for 2030 to a 90% clean generation electric system by 2035. The study also applied multiple sensitivity analyses to this Clean Energy Scenario, including high and low renewable energy and storage costs; high fossil fuel prices (2022 levels); high levels of electrification; and the extended lifetime of nuclear generators.

The Clean Energy Scenario limits annual deployment of clean energy generation to that needed to exceed Japanese government goal of non-fossil energy commanding a 59% share of electricity generation by 2030, and a 90% share by 2035. Research findings show that this share of clean energy deployment can be achievable, dependable, and cost effective. Rapid increases in renewable energy generation, in tandem with growth in electrification of technologies, show promise to accelerate progress toward Japan’s carbon neutrality goals and combat climate change.



KEY FINDINGS

Table ES-1 shows the report’s findings at a glance, and the following discussion expands on these findings.

TABLE ES1. *Japan’s Power System Characteristics by Case Modeled in the Report*

	CURRENT GRID (2023)	90% CLEAN (2035)
Highly Decarbonized Grid		○
Dependable Grid	○	○
Electricity Cost Reductions		○
Feasible Scale-Up		○
Environmental Savings		○
Energy Independence		○

STRONG POLICIES ARE REQUIRED TO CREATE A 90% CLEAN GRID BY 2035

The 90% Clean Grid (Clean Energy Scenario) assumes strong policies drive 90% clean electricity by 2035. Institutional, market, and regulatory changes needed to facilitate the rapid transformation to a 90% clean power sector in Japan.



JAPAN'S 90% CLEAN GRID IS DEPENDABLE WITHOUT COAL GENERATION OR NEW NATURAL GAS PLANTS

There has been longstanding debate about whether Japan could dependably operate electricity systems with high shares of variable RE (VRE). The study finds that a 90% clean energy grid that features accelerated solar and wind capacity additions, new battery storage, and new interregional transmission infrastructure can be combined with a small percentage of the existing fossil fuel-based generation capacity to dependably meet Japan's electricity demand, while maintaining planning reserve margin and operating reserves. An addition of 116 gigawatt hours (GWh; 29 gigawatts for 4 hours) of battery storage and 11.8 gigawatts (GW) of new interregional transmission lines, coupled with existing flexible methods of generation (dispatchable hydropower, pumped hydropower, and natural gas), can cost-effectively balance operation of a 90% clean energy grid, even during periods of low RE generation and/or high demand.

In the Clean Energy Scenario, RE generated mainly from solar photovoltaic (PV) and wind sources totals 70% of annual electricity generation by 2035. Nuclear power and natural gas-fired power account for 20% and 10% of electricity generated, respectively. All existing coal plants, which generated 32% of the total electricity supply in FY 2019, are phased out by 2035, and no new fossil fuel-powered plants are built.

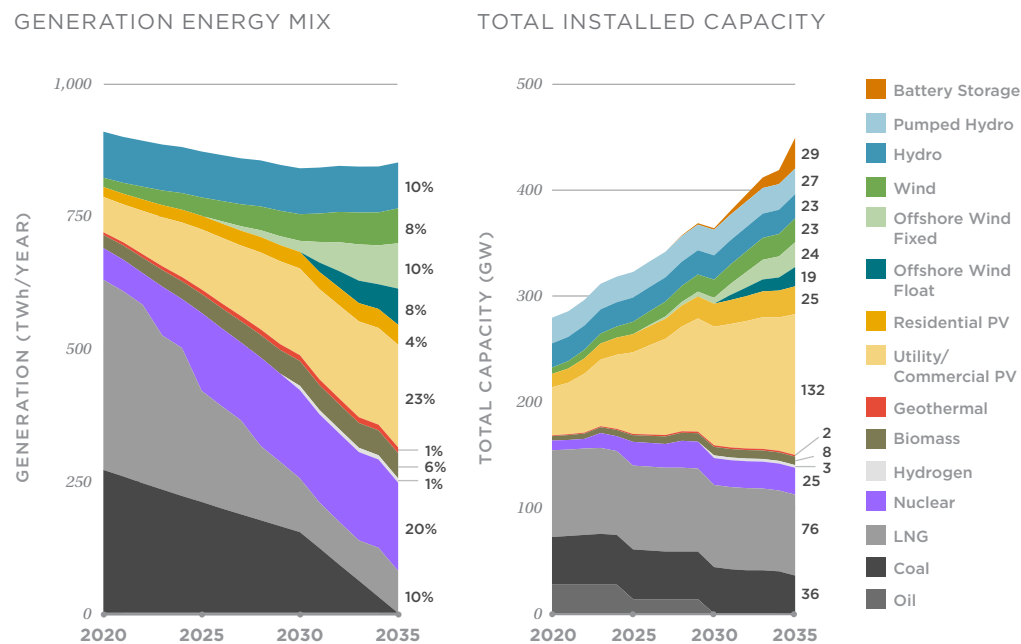


FIGURE ES1. *Generation Energy Mix and Total Installed Capacity between 2020 and 2035, Clean Energy Scenario*



ELECTRICITY COSTS FROM THE 90% CLEAN GRID ARE LOWER THAN TODAY'S COSTS

In the Clean Energy Scenario, RE coupled with enhanced energy storage and interregional transmission lines make it possible to displace a significant amount of generation from existing coal and natural gas plants, while maintaining grid dependability and decreasing wholesale electricity costs. The incremental cost of developing new solar and wind plants, battery storage, and transmission infrastructure in the Clean Energy Scenario is smaller than the fossil fuel, operation and maintenance (O&M), and fixed costs found in running today's typical fossil fuel-fired plants (Figure ES2).

This suggests that more rapid deployment of renewable generation, increasing by an average of 10 GW per year between 2020 and 2035, would actually reduce average wholesale electricity costs by 6% from the 2020 level. Wholesale electricity costs include the cost of generation and storage, plus incremental transmission investments. If social costs of carbon (SCC) is included, wholesale electricity costs are about 36% lower in 2035 under the Clean Energy Scenario than they are in 2020, assuming 12,980 JPY/ton of CO₂ (\$118/t-CO₂) at 2.5% discount rate from the latest study (Rennert et al., 2022). All scenarios in this study include the current level of Global Warming Countermeasure Tax, 289 JPY/t-CO₂ (\$2.6/t-CO₂), not the SCC presented here.

Retaining natural gas-fired power plants helps balancing seasonal and cross-day load variation against solar and wind generation, reducing the necessity of long-duration energy storage and further renewable plant buildout.

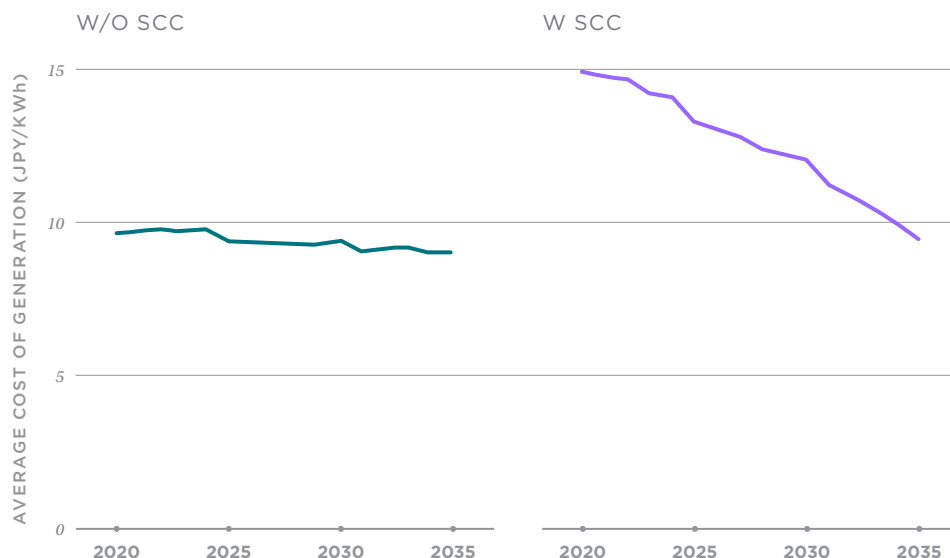


FIGURE ES2. Wholesale Electricity Costs with and without Social Costs of Carbon (SCC) for the Clean Energy Scenario, between 2020 and 2035 (2020 JPY)

85% REDUCED FOSSIL FUEL IMPORTS AND A 90% CLEAN ENERGY GRID CAN SIGNIFICANTLY BOLSTER JAPAN'S ENERGY SECURITY

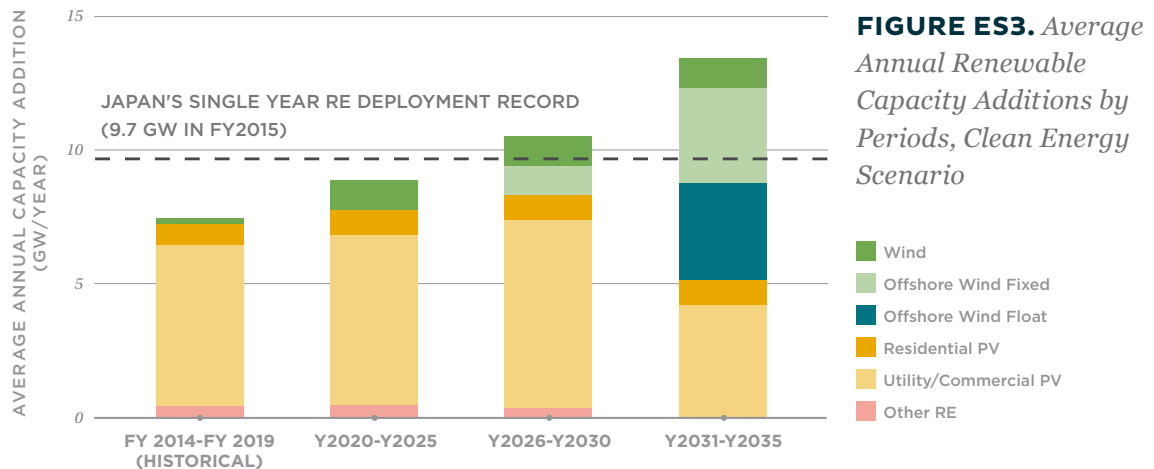
Under the Clean Energy scenario, imported coal and natural gas costs would decrease by 85%, from 3.9 trillion JPY in 2020 to 0.59 trillion JPY in 2035. The decline in imported coal and natural gas costs would be even greater over time under the high fuel cost sensitivity scenario (set at the 2022 cost levels), compared to the base fuel costs used in the Clean Energy Scenario. Not only would the 90% clean energy grid translate into lower electric bills. By maximizing Japan's use of domestic renewable resources, it would significantly decrease the nation's heavy dependence on imported fossil fuels. In turn, this would bolster Japan's energy security, insulating consumers and the economy from skyrocketing international fossil fuel prices.

SCALING-UP RENEWABLES TO ACHIEVE THE 90% CLEAN ENERGY GRID IS FEASIBLE

Under the 90% Clean Energy Scenario, the combined capacity of all RE sources rise from 90 GW in 2020 to 188 GW in 2030 and 254 GW in 2035 (Figure ES1). In particular, accelerated wind and solar capacity growth makes the 90% clean energy grid feasible.

On average, an additional 10 GW of RE need to be brought on-line each year (from 2020 to 2035). This annual increase, comparable to Japan's single-year renewable buildout record of 9.7 GW (FY 2015), is challenging but feasible (Figure ES3).

Solar power additions are dominant in 2020s, while offshore wind's continued technology cost declines and high capacity factors make it the dominant growth area in the 2030s. This shift to clean energy will require attention to rapidly break down institutional, market, and regulatory barriers, along with swift advancements in battery storage and interregional transmission lines to balance VRE generation against loads.



CLEAN ENERGY CAN CUT ELECTRICITY SECTOR CO₂ EMISSIONS BY 92%

Generating 90% of electricity from clean energy by 2035 would significantly cut carbon dioxide (CO₂) emissions, resulting in important environmental benefits. By 2035, the Clean Energy Scenario was shown to potentially reduce total electricity sector CO₂ emissions by 92% compared to 2020 levels. The reductions of 345 million tons of CO₂ emissions in 2035 is equal to nearly 30% of Japan's total CO₂ emissions in FY 2019. As a result, the emission intensity of electricity generation drops by 91% from 404 kilograms (kg)-CO₂/kilowatt hour (kWh) in 2020 to 36 kg-CO₂/kWh in 2035. The extremely low emission intensity supports deeper decarbonization of other sectors, such as electrified transportation, heating, and more.

It also reduces exposure to fine particulate matter (PM_{2.5}), sulfur dioxide (SO₂), nitrogen oxide (NO_x), and heavy metals (e.g., mercury, cadmium, arsenic, chromium, and beryllium) emitted by fossil fuel-burning power plants. This could deliver significant health benefits, potentially extending lifespan and reducing the societal costs of medical care.

REACHING COST-EFFECTIVE LEVELS OF CLEAN ENERGY GENERATION WILL REQUIRE OVERCOMING POLICY, MARKET, AND LAND-USE BARRIERS

A rapid and cost-effective transition to the 90% clean energy grid will require integrated, sustained policy support to overcome institutional, market, and regulatory barriers. The share of electricity generated from RE sources in the Clean Energy Scenario begins to accelerate in the 2020-2035 time period, suggesting that policy and regulatory changes to speed up deployment should begin sooner rather than later.

The recommendations outlined below are intended to inform debate on public and corporate policies to address the pressing energy and climate crisis with stable business models, low integration costs, dependable systems, and minimal land-use impacts.

Establishing Medium-Term Policy Targets (Beyond 2030)

- Set medium-term targets for renewable generation and coal phaseout in 2035 and beyond to reduce policy and market uncertainties
- Create coherent policy packages to enable the medium-term policy targets including research, development, and demonstration (RD&D) and carbon pricing

Accelerating RE Deployment and Coal-Fired Power Phaseout By Mitigating Environmental Externalities

- Consolidate feed-in tariffs, including feed-in premiums, and auctions, to accelerate renewable deployment
- Increase the price of carbon to accelerate coal-fired power phaseout
- Invest part of the carbon revenues in RD&D related to innovations needed to create a zero-carbon grid

Lowering Institutional and Societal Barriers to Rapid RE Deployment

- Establish qualified renewable energy zones (REZs) with suitable topography and land-use designations to avoid delays in permitting and deployment

- Integrate the zoning process in transmission planning
- Involve stakeholders at early stages of planning to cultivate public input and acceptance

Pursuing a Just Energy Transition through Targeted Assistance Policies

- Mitigate the societal and economic impacts of coal phaseout with transition assistance programs for communities and businesses
- Use carbon revenues to reimburse households and businesses for part of their utility expenditures, reducing the tax burden

Ensuring System Dependability, Enhancing Operational Flexibility, and Boosting Energy Efficiency

- Create markets and profitable business models for flexible resources including energy storage, demand-side management and measures, and flexible generation
- Drive investments in cost-effective energy efficiency improvement through standard setting or adoption of fiscal incentives

Through the support of these policies, swift decarbonization of Japan's electricity system would make it possible to more quickly cut emissions related to faster and more widespread electrification of other sectors, reducing CO₂ emissions and smoothing the country's path to a carbon-neutral economy by 2050.

1

INTRODUCTION

Japan, the world's third-largest economy, is facing a pressing series of related energy-related dilemmas in the wake of the Russian invasion of Ukraine: simultaneously ensuring energy affordability and energy security, while making the deep cuts in greenhouse gas (GHG) emissions needed to meet the nation's climate change goals. These targets include shifting electricity generation to 59% clean energy sources by 2035 and achieving carbon neutrality by 2050 in support of Japan's commitment to the global goal of limiting the average temperature increase to 1.5°C.

As of 2020, only 11.2% of Japan's primary energy was supplied by domestic resources (GoJ, 2021b), exposing the nation's people and economy to the high volatility of international fuel prices (Figure 1). Liquefied natural gas (LNG) and coal power plants (typically fueled with coal N.E.S., a common type of coal used in Japan) still account for roughly 80% of the nation's electricity generation. Spikes in international energy prices led to Japan's 2022 wholesale electricity price of 22.6 Yen (JPY)/kWh being double that of the average in the preceding 10 years (11.5 JPY/kWh from 2012-2021).



Japan recently established a national target of net-zero GHG emissions by 2050 (GoJ, 2021a). This builds on the government's earlier nationally determined commitment (NDC) to reduce GHG emission levels from 26% to 46% between 2013 and 2030, which was made as part of the Paris Agreement (GoJ, 2021d; GoJ, 2021e). Meeting these ambitious 2030 and 2050 national and international climate change commitments will require accelerated deployment of renewable energy (RE) and early phaseout of coal-powered electricity generation plants.

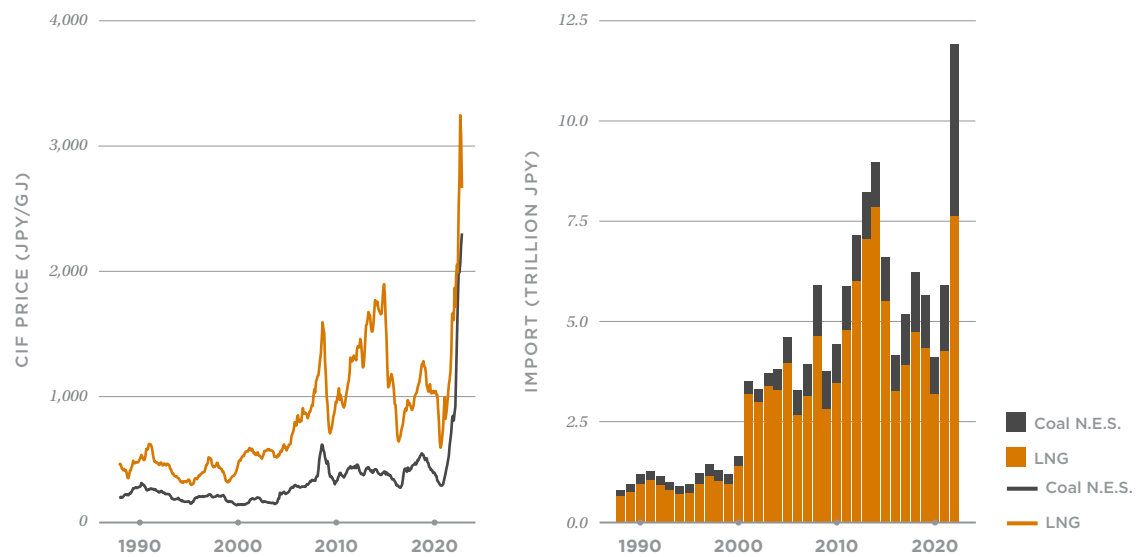


FIGURE 1. *CIF (Cost, Insurance, and Freight) Price and Annual Import of Coal N.E.S. and LNG in Japan (nominal)*

Note: N.E.S. is a common type of coal for electricity generation

Skyrocketing fossil fuel prices, global constraints on fossil fuel supplies, and ambitious climate change targets create strong motivation for shifting to clean energy. As seen in U.S., Indian, and Chinese analyses, recent advancements and dramatic cost reductions in solar, wind, and battery storage technologies create new opportunities to improve energy security, maximizing the use of domestic energy resources while reducing emissions and costs related to electricity generation (Bistline et al., 2022; Abhyankar et al., 2021, 2022; Phadke et al., 2020). The economic case to tackle energy challenges with accelerated deployment of clean energy is particularly strong in fuel-resource-poor countries such as Japan. Given that global carbon emissions must be halved by 2030 to limit warming to 1.5°C and avoid catastrophic climate impacts (IPCC, 2018), it is imperative that Japan accelerates its transition to a clean energy grid.

This report examines the technical feasibility, costs, and implications of Japan increasing the share of electricity generated from clean (non-fossil) energy to 90% by 2035. The report aims to answer three key questions:

What effect will recent declines in wind, solar, and battery storage costs have on the pace and scale of renewable resource development?

What clean energy goals are technically and economically feasible, given the inherent uncertainties including in electricity demand growth, fossil fuel prices, and RE and energy storage costs?

How can a faster transition to clean energy deliver not only environmental and economic benefits, but also reduce security risks related to dependence on imported fossil fuels?

The electricity sector will play a pivotal role in meeting Japan's environmental goals. Generation of a larger share of electricity from non-fossil sources, combined with electrification of the transportation, industrial, and building sectors, can result in significant emissions reductions.

This report draws from and expands upon a growing body of literature and analysis that explore high-renewable and low-carbon power systems around the world. Several recent studies assessed the operational and economic impacts of a high share of VRE on Japan's power grid in the near term (e.g. Komiyama and Fujii, 2014, Komiyama and Fujii, 2017, Komiyama and Fujii, 2019, Komiyama and Fujii, 2021) and in 2050 (e.g. Matsuo et al., 2018; Matsuo et al., 2020). However, most of the recent studies did not consider the recent dramatic decline in renewable energy and battery storage costs, allowed interregional transmission expansions, or explored the detailed pathways for deep decarbonization of power systems to a targeted year, which is often 2050. Our study attempts to build on the existing literature and address some of these gaps by (a) developing a spatially and temporally resolved capacity expansion and economic dispatch model using an industry standard platform, PLEXOS, that assesses the least cost resource mix at the national level, with interregional transmission requirement, and power plant level hourly economic dispatch, (b) using the latest renewable energy and storage cost estimates and trends, informed by prices observed in the market and expert consultations, and (c) explore the opportunities for large CO₂ reductions to happen more rapidly while bolstering Japan's energy security.

The report is organized into the following sections:

- Section 2 provides an overview of methods used in the electricity and emissions analyses.
- Section 3 describes results.
- Section 4 summarizes key conclusions, provides policy recommendations, and outlines priority areas for future research.

2

METHODS AND DATA SUMMARY

This study is based on intensive scenario building, cost data development, and power system modeling using detailed, best-available data inputs, and state-of-the-art modeling tools. The analysis combines detailed load, wind, and solar profiles with projections for RE, and energy storage costs. Generation from any resource that does not produce direct CO₂ emissions is considered to be clean energy in this analysis, including generation from solar, wind, hydropower, biomass, hydrogen, and nuclear sources.

Models are based on a detailed representation of Japan's electricity system, including hourly transmission constraints, region-specific wind and solar profiles, and recent RE and energy storage cost projections.

Analyses found in this report use capacity expansion and hourly dispatch models developed in PLEXOS (an industry standard capacity expansion and production cost modeling platform) to analyze the least-cost (optimal) combination of generation, storage, and interregional transmission strategies on an annual basis. Electricity demand projections are based on government projections and scenarios described in the 6th Strategic Energy Plan of Japan (GoJ, 2021e)

This section provides a brief overview of the study's core policy scenario, key inputs and assumptions, modeling tools and approaches, and sensitivity analyses. The study appendices include detailed descriptions of methods and inputs used for modeling and the development of hourly load, wind, and solar profiles.

2.1 POLICY SCENARIO

The analysis used in this study examines one core scenario. The Clean Energy Scenario is consistent with current Japanese policy goals for 2030 and G7's

commitment to fully or predominantly decarbonizing electricity by 2035, and explores whether further expansion of clean energy deployment through 2035 is achievable, dependable, and cost-effective. This scenario is based on clean (non-fossil) energy resources being used to generate a 90% share of Japan's electricity by 2035. Sensitivity analyses explore variations on the Clean Energy Scenario.

Table 1 benchmarks the Clean Energy Scenario assumptions against national 2030 and 2035 goals. This study's assumptions related to coal generation, RE generation and capacity, and the share of electricity generated from non-fossil energy (including RE) sources include:

- Coal generation is forced to phase out by 2035.
- The amount of new RE generation that can be added in any given year must exceed the amount needed to meet current policy targets for 2030.
- After 2030, annual targets for generation of electricity from clean energy sources must be met.
- The total amount of electricity generated is calculated through least-cost optimization, subject to limits such as 2030 and 2035 clean energy generation targets, and nuclear power regulatory policy targets.



TABLE 1. *Policy Scenario Assumptions Benchmarked Against National Goals*

	NATIONAL GOALS	CLEAN ENERGY SCENARIO ASSUMPTIONS
Reference policies or plans	• New 2030 U.N. NDC Target • <i>6th Strategic Energy Plan</i> • Japan 2050 Carbon Neutrality Goal • G7 pledge to achieve “fully or predominantly decarbonized” electricity by 2035	
Coal generation	• G7 pledge to phase out unabated coal by 2035	• 19% by 2030 (<i>6th Strategic Energy Plan</i>) • All plants phased out by 2035
RE generation capacity additions	• 36%-38% by 2030 - PV: 103.5 GW - 117.6 GW - Wind: 23.6 GW • Onshore 17.9 GW • Offshore 5.7 GW	• At least 36% by 2030
Clean (non-fossil) energy generation share	• 59% by 2030 - RE 36-38% - Nuclear 20%-22% - Hydrogen/Ammonia 1%	• 59% in 2030 • 90% in 2035 • Linear increase between 2030 and 2035
Nuclear restart	• All operatable plants restart	• 20-year extension of lifetime • 25 GW restart (restart year depends on individual plants) • No addition of new nuclear plants
Hydrogen or ammonia	1% in 2030	1% in 2030

GW = gigawatts; PV = photovoltaic

2.2 MODELING TOOLS AND APPROACH

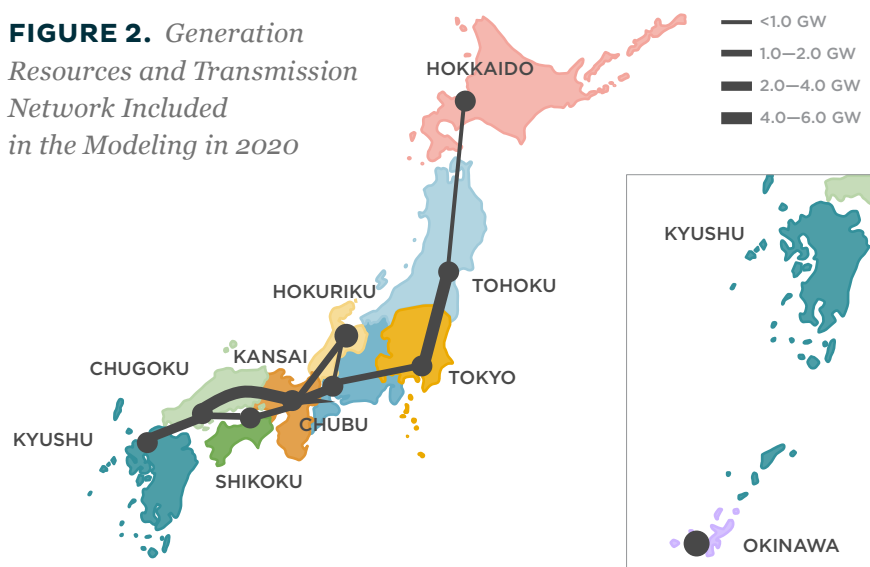
The electricity system analysis was conducted using PLEXOS, a modeling platform widely used for industry-standard power systems analysis. Researchers used a two-stage modeling approach.

First, a capacity expansion model was used to develop least-cost generation, storage, and interregional transmission portfolios each year from 2020 to 2035 for core and sensitivity scenario. Then, a production cost model was used to examine 2035 operating costs, emissions, and dependability for 8,760 hours based on

DC power flows; it does not consider the more complex dynamics of AC power systems. Generation, transmission, and storage investments and operations are optimized to achieve the 2030 generation mix based on the *6th Strategic Energy Plan of Japan* and 90% clean energy generation with the phaseout of coal-fired plants by 2035.

Models included generation resources, generation constraints, unit commitments, and transmission constraints (available transfer capacity) for 10 nodes connected by 23 gigawatts (GW) of interregional transmission corridors in 2020 (Figure 2). The model excludes generators that are not dispatched by the transmission & distribution companies (i.e., off-grid generators are excluded). Analysis assumed that the electricity system was balanced in every hour, and the 10% planning reserve margin in the capacity expansion model and three types of operational reserves in the production cost model were managed at a regional grid scale (for details, see Appendix B), enabling efficient resource sharing among regions.

FIGURE 2. *Generation Resources and Transmission Network Included in the Modeling in 2020*



2.3 KEY MODELING INPUT

Electricity Demand

Growth in Japan's electricity demand between now and 2035 is highly uncertain. It will depend on the structure and pace of growth or decline in the economy, the population, and the level of electrification in the transportation, industry, and buildings sectors.

Electricity demand is projected to decline by 0.8% every year through 2030 in line with the sixth Strategic Energy Plan based on anticipated energy efficiency improvements and population decline (GoJ, 2021d). Japan's expected population drop is significant, from 125.3 million people in 2020 to 112.2 million in 2035 (GoJ, 2022b). Based on these projections, researchers assume electricity demand will decrease between 2020 and 2030, and then remain stable from 2030 through 2035 (see Figure 3). This study excludes generators that are not dispatched by the transmission & distribution companies (i.e., off-grid generators are excluded). This study also considers increased electrification of the transportation, industry, and buildings sectors as part of the sensitivity analysis, where electricity demand is assumed to stay constant rather than decline after 2020.

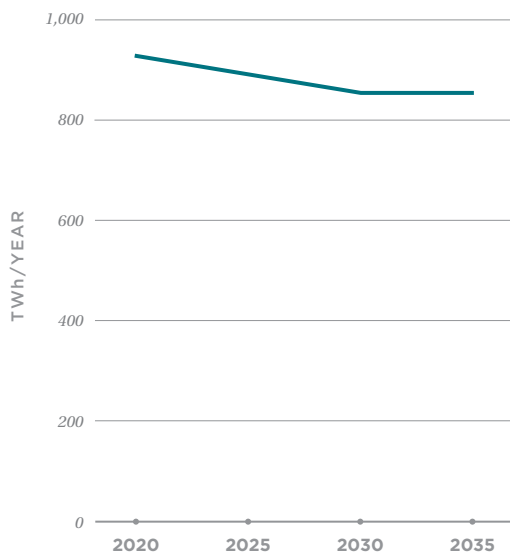


FIGURE 3. *National Electricity Demand Projection Used in Clean Energy Scenario*

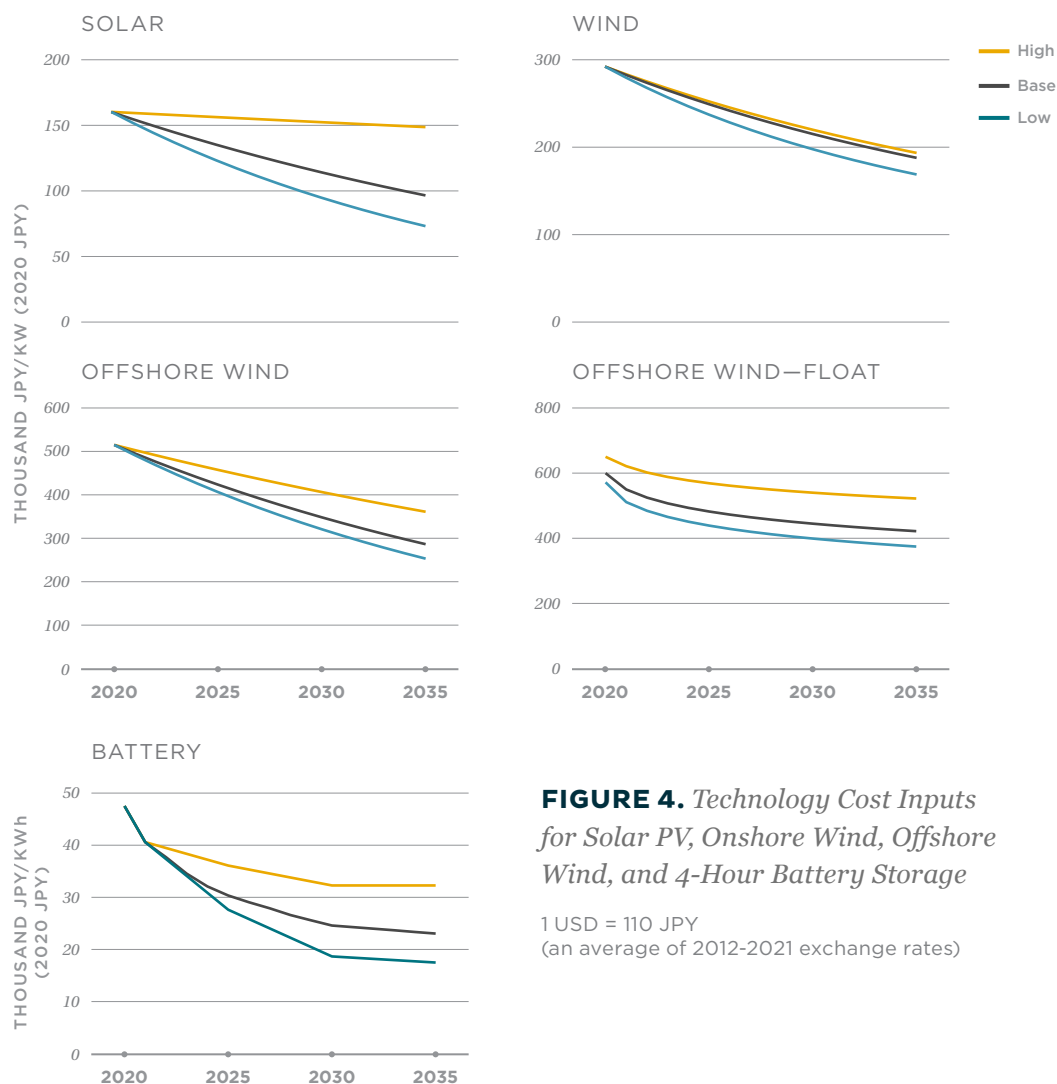
TWh = terawatt hours.
Transmission and distribution loss: 4%



Technology and Fuel Costs

Extensive resource cost inputs included those for wind, solar, and battery storage technology, as well as coal and natural gas. The United States National Renewable Energy Laboratory (NREL) Annual Technology Base (ATB) provides projections of installed and fixed operation and maintenance (O&M) costs for onshore wind, offshore wind, solar photovoltaic (PV), and battery storage in the United States (NREL, 2022). Plummeting costs for wind and solar energy have dramatically improved the prospects for rapid, cost-effective decarbonization, leading to levelized cost of electricity (LCOE) projections for the ATB scenarios being revised downwards in almost every year between 2015 and 2019 (Phadke et al., 2020). Projections of installed costs and fixed operations and maintenance (O&M) costs for generation, energy storage, and interregional transmission lines in Japan are primarily based on Japan's cost data. For solar, wind, and battery cost projection, we combined Japan's cost data, the 2022 ATB forecasts and industry consultations with necessary adjustment to reflect Japan's country-specific factors.

Given simultaneous technological advancements and future cost uncertainties, offshore wind and battery storage technology costs (low, base, and high price inputs for the core and sensitivity scenarios) in this study are based on 2020 Japanese costs (Advisory Committee, 2021) and are assumed to converge with the U.S. costs projected in NREL's advanced ("Low" in this report), moderate ("Base"), and conservative ("High") ATB scenarios. Utility and commercial-scale solar uses ATB's commercial-scale solar projection due to the relatively small scale of non-residential solar PV projects in Japan. Onshore wind costs are based on the assumption that the capital costs converge to those of ATB estimates, while non-capital costs are held constant across the study period. Figure 4 summarizes the capital cost projections of solar, wind, and battery technologies. Grid connection costs of offshore wind are adjusted according to the proximity between the offshore wind clusters and high voltage transmission lines. The technology costs of other technologies are summarized in Appendix B.



Longer-term fuel price trends in Japan are highly uncertain. Coal and gas prices rose to record levels in 2011 and 2022 (GoJ, 2022b). The study's high fuel price sensitivity scenario bases Japanese fuel prices on the average from January to September 2022 (GoJ, 2022b). The base fuel price used for the core and additional sensitivity scenarios is based on the average between July 2012 and December 2021 (Figure 5). This study does not consider a low fuel price scenario, because future prices will not likely be lower than historical trends given global supply constraints.

Because the study did not model intraregional transmission, the model, distribution-connected, and transmission-connected resources look the same from an operational perspective. Data on land, incremental distribution, and transmission

costs was not detailed enough to more meaningfully assess the tradeoffs between utility-scale and distributed resources.

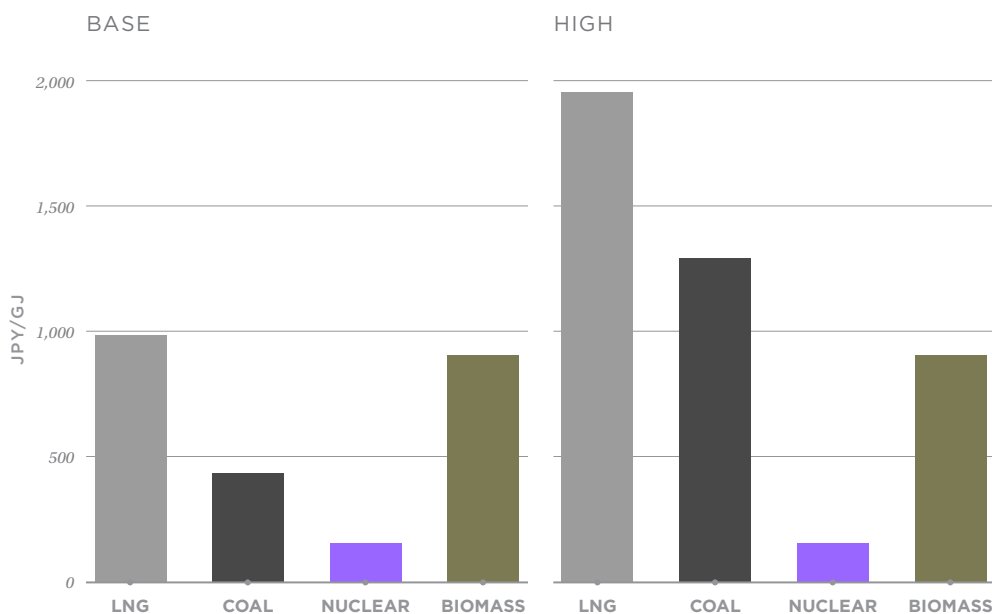


FIGURE 5. *Fuel Price Inputs for Coal and Gas*

1 USD = 110 JPY (an average of 2012-2021 exchange rates). GJ = gigajoules.

Solar and Wind Profiles

For this study, we estimated wind and solar resource potential and developed detailed solar and wind profiles for each region in Japan. The methodology can be divided into two parts. First part involves estimating the resource potential, i.e., the maximum solar and wind capacity that can be installed in a region. We use average annual capacity factors from Global Wind and Solar Atlas and multiple exclusion criteria to estimate the potential. Exclusion criteria include elevation, slope, landcover, natural parks, defense areas, fishery zones and ocean depth. The second part involves developing detailed hourly generation profiles. We use meteorological data from reanalysis datasets and simulate site level wind and solar generation using NREL's System Advisor Model (SAM) Typical wind and solar farms are designed in SAM and hourly generation is estimated by passing meteorological data through it. We then use an aggregation algorithm to combine hourly generation from multiple sites in a region and create a representative regional wind

and solar resource profile. For offshore wind we develop multiple clusters for fixed and floating wind using the spatially constrained multivariate clustering algorithm. We then develop profiles for each of those clusters. Complete methodology and data sources are discussed in detail in Appendix C.

Nuclear Generation

Because factors other than economics often motivate operation and expansion of nuclear power facilities, this study bases nuclear generation capacity projections on policy targets, rather than on cost. As of 2022, 10 nuclear power plants already restarted, while 7 and 10 nuclear power plants are approved for and under review for restart, respectively. It was assumed that all of the existing nuclear power plants that already applied for approval would resume operation by 2023 (for already approved plants) and 2025 (for plants under review) under the current aggressive nuclear restart policy. The base case also assumes every nuclear plant is granted 20-year operating permit extension. As a sensitivity, this study also included a scenario that conservatively assumes no 20-year extension is granted for any nuclear power plants, except for those already granted extension.



Other Assumptions

Table 2 summarizes other assumptions used in this study.

TABLE 2. *Other Assumptions*

PARAMETER	ASSUMPTIONS
Coal retirements	The retirement of existing coal-fired plants at the end of each of their 50-year lifetimes, decreasing the amount of coal generation each year, until coal generation is completely phased out in 2035.
Gas retirements	The retirement of existing gas-fired plants at the end of each of their 50-year lifetimes.
Nuclear extensions	The retirement of existing nuclear plants at the end of each of their 60-year lifetimes including 20-year extension in the base cases.
Transmission expansions	A maximum 100% increase in existing individual transmission line capacity.
Solar PV retirements and capacities	The retirement of solar PV plants at the end of each of their 30-year lifetimes and an average capacity factor (CF) of 17%.
Wind turbine retirements and capacities	The retirement of wind turbines at the end of each of their 30-year lifetimes and average CFs of 31% (onshore) and 44% (offshore).
Maximum annual capacity expansion	Solar PV and onshore wind capacity limited to the historical maximum for solar PV installations and twice as much as the historical maximum for onshore wind turbine installations (based on 2012-2020 data).

2.4 SENSITIVITY ANALYSIS

The analysis considered five sensitivities: “High RE and Storage Cost scenario”, “Low RE and Storage Cost scenario”, “High Fuel Cost scenario”, “Low Nuclear scenario”, and “High Electrification scenario”. These sensitivity cases differ only from the core Clean Energy Scenario by changing the assumptions for one key input parameter. Low RE and Storage Cost scenario and High RE and Storage Cost scenario use our cost projections based on the NREL ATB 2022 advanced and conservative cases, respectively. The High Fuel Cost scenario applies the 2022 level fuel costs across the entire study period. The Low Nuclear scenario assumes no 20-year lifetime extension is granted, except for those that have already been granted the extension as of 2022. The High Electrification scenario assumes electricity demand stays constant during the study period.

For dependability, we conducted two types of sensitivity analyses. First, to test the system dependability during very high system stress, we simulated the hourly dispatch in the net peak load weeks with an unanticipated demand shock (10% increase in demand in the highest 2035 summer and winter net load periods). Second, to examine the system dependability impact of the inter-annual variability in wind, solar, and hydropower generation, we also simulated the hourly operation of the Japan's power system over 35,040 hours (each hour in 4 weather years).

3

KEY FINDINGS

This section highlights the key findings from this analysis. Results for the sensitivity analyses are integrated with these key findings. Additional details are provided in the appendices.

3.1 JAPAN'S 90% CLEAN ENERGY GRID CAN DEPENDABLY MEET ELECTRICITY DEMAND WITH LARGE ADDITIONS OF RE AND ENERGY STORAGE

There has been longstanding debate about whether Japan could dependably operate electricity systems with high shares of VRE. The study finds that a 90% clean energy grid that features accelerated solar and wind capacity additions, new battery storage, and augmented interregional transmission infrastructure can be combined with a small percentage of the existing fossil fuel-based generation and pumped hydro storage capacity to dependably meet Japan's electricity demand without coal generation, while maintaining necessary planning reserve margin and operating reserves.

In the Clean Energy with base fuel price scenario, clean energy generation increases from 24% of total generation in 2020 to 59% in 2030. This mix will make it possible to meet 2030 NDC goals and eventually attain a clean energy generation share of 90% in 2035.

The significant increase in clean energy is mainly supplied by expanding the shares of energy generated by offshore and onshore wind (26%) and solar PV (27%) (Figure 6). Battery storage capacity grows to 1.5 GW in 2030 and 29 GW in 2035, to integrate more solar and wind generation. The steep increase in the battery storage deployment rate in 2030 is dependent on two factors:

- Abundant existing pumped hydro storage provide sufficient energy storage in the 2020s
- Solar and wind generation accounting for a relatively small percentage of total generation in the 2020s (20% in 2025 and 30% in 2029)

Natural gas-fired power, generating the largest share of electricity (37%) in FY 2019, accounts for 10% of total generation in 2035. Retirement of each coal-fired plant as it reaches 50 years in service reduces the total capacity of these plants by about 45 GW from 2020 to 36 GW in 2035. All existing coal plants, generating 32% of total electricity supply in FY 2019, are forced to phased out by 2035, and no new fossil fuel-powered plants are built.

Although not in regular operation, prior to their 50-year retirement, the remaining coal-fired power plants provide planning reserve margin and operating reserves. Reservoir hydropower, natural gas, and energy storage also compensate for capacity shortfalls in extreme climate events such as historic heat wave.

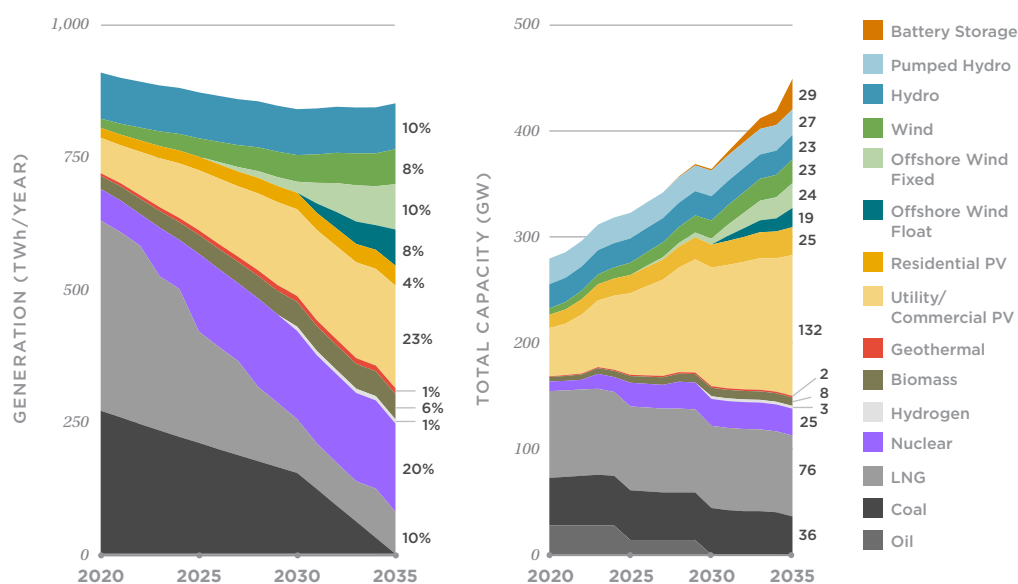


FIGURE 6. *Generation Energy Mix and Total Installed Capacity between 2020 and 2035, Clean Energy Scenario*

Researchers also conducted sensitivity analyses with different inputs and assumptions. The difference in generation mix and installed capacity of all scenarios from the Clean Energy Scenario is summarized in Figure 7.

First, under the High Fuel Cost Scenario, solar and wind technologies deliver electricity at a price far cheaper than that produced with coal and LNG. This results in an additional 35 GW of solar and wind capacity, 19 GW of battery storage

capacity, and 7 GW of interregional transmission lines by 2035 (compared to the Clean Energy Scenario), leading to 94% clean energy in 2035.

Second, the High RE and Storage Cost sensitivity scenario, with more transmission facilities and offshore wind plants and fewer solar and energy storage resources, deploys proportions of resources opposite those of the Low RE and Storage Cost sensitivity scenario. This trend is due to the relationship between battery storage and transmission prices. When transmission is cheaper than battery storage, transmission is built to utilize wind resources in distant areas in northern part of Japan. On the other hand, when battery storage is cheaper than transmission construction, battery storage enables the deployment of solar PV near load centers such as Tokyo, Nagoya, and Osaka.

Third, the High Electrification scenario requires additional solar, wind, battery storage, and transmission capacity, as well as more frequent natural gas plant operation.

Fourth, the Low Nuclear scenario suggests that the addition of 9 GW of solar, 14 GW of offshore wind, 17 GW of battery storage, and 11 GW of interregional transmission lines can complement retirement of 8 GW of nuclear capacity when plants reach 40 years of service by 2035.



GENERATION ENERGY MIX

TOTAL INSTALLED CAPACITY

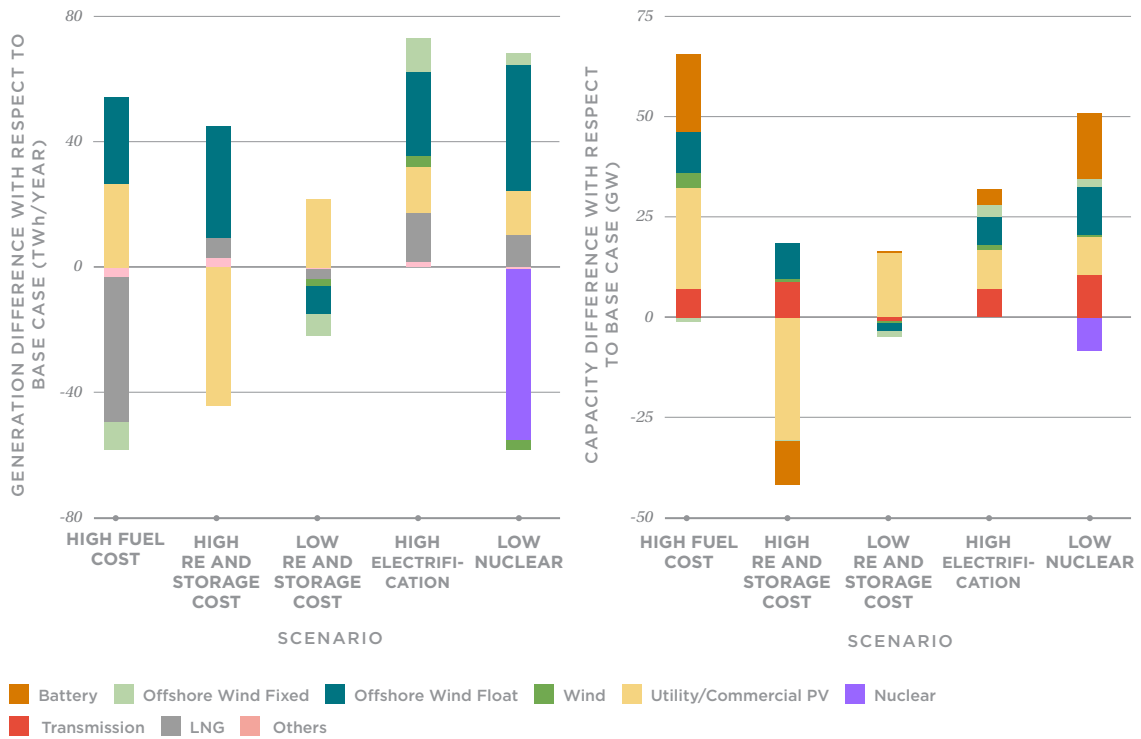


FIGURE 7. *Difference in Generation Mix and Total Installed Capacity in 2035 for All Sensitivity Scenarios When Compared to Clean Energy Scenario*

The study's dispatch results show that the optimal capacity mix can meet demand every hour of the year without loss of load in 10 regions, while abiding by technical constraints including operating reserves, ramp rates, and minimum generation levels. Figure 8 shows the average hourly system dispatch for all 12 months of 2035 in the Clean Energy Scenario. Throughout the year, energy storage (including new battery storage and existing pumped hydro) charges during the day and discharges at the times in the evening and morning, when solar PV does not generate electricity to balance the load and variable generation. Despite the addition of battery storage, about 9% of available renewable energy must be curtailed annually, as shown in Figure 8.

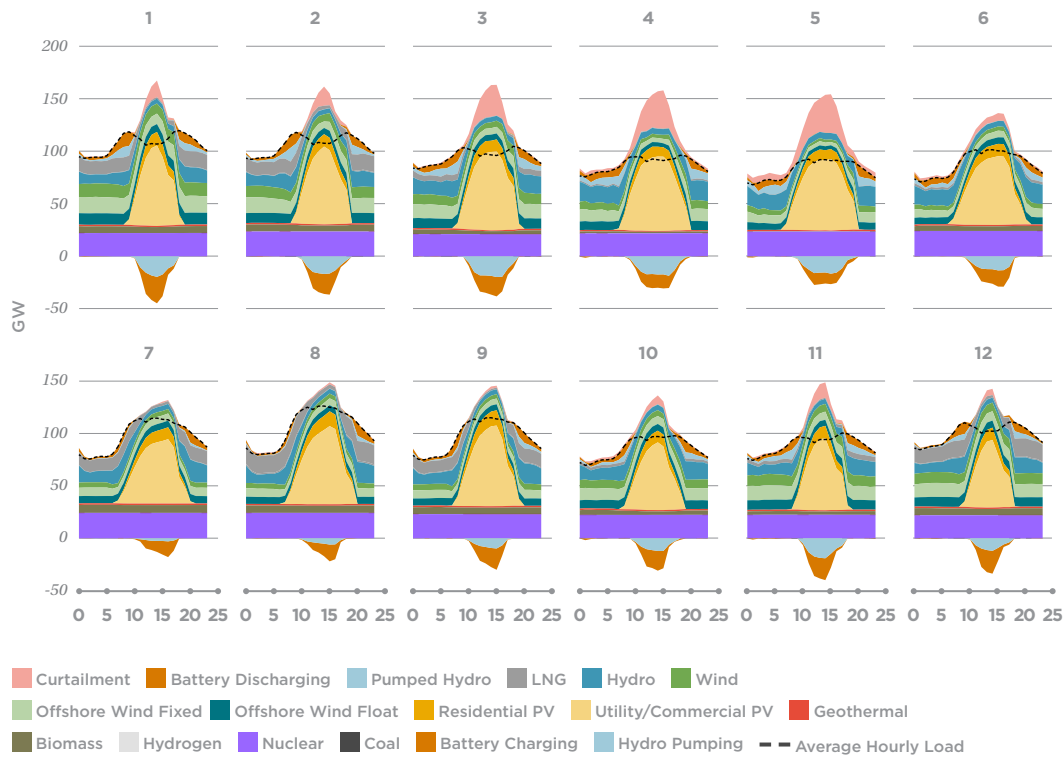


FIGURE 8. *National System Average Hourly Dispatch in 2035 for 12 Months*

On the other hand, natural gas plants that operate mostly in high net load (load minus the output from variable solar and wind RE sources, also known as “residual load”) winter and summer seasons are critical for balancing the grid. Figures 9 and 10 show net loads in the peak weeks of summer and winter, respectively. The summer net load peaks on August 7 at 8 p.m., when solar generation quickly drops to zero after sunset, and the system load is still high. The winter net load peaks on January 30 at 8 a.m., when wind generation decreases, and solar generation does not yet start.

In both cases, natural gas plants, hydro, and energy storage help balance the peaks. Even during the highest net load weeks in 2035, the RE share of overall generation is ~59% in the summer and ~72% in the winter, while the annual average share is 90%.

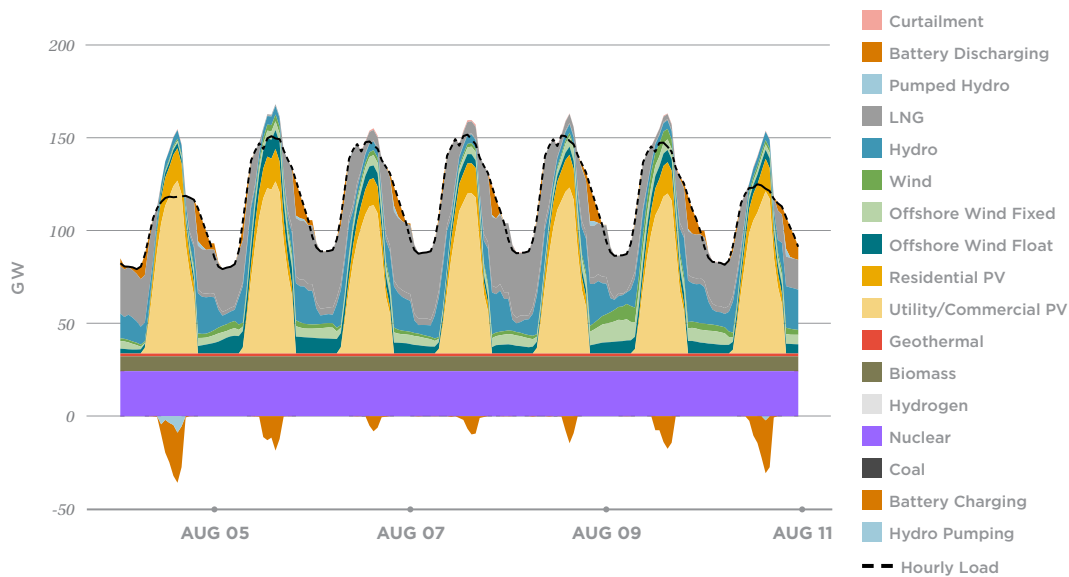


FIGURE 9. *National System Dispatch in the Highest Net Load Week of Summer 2035*

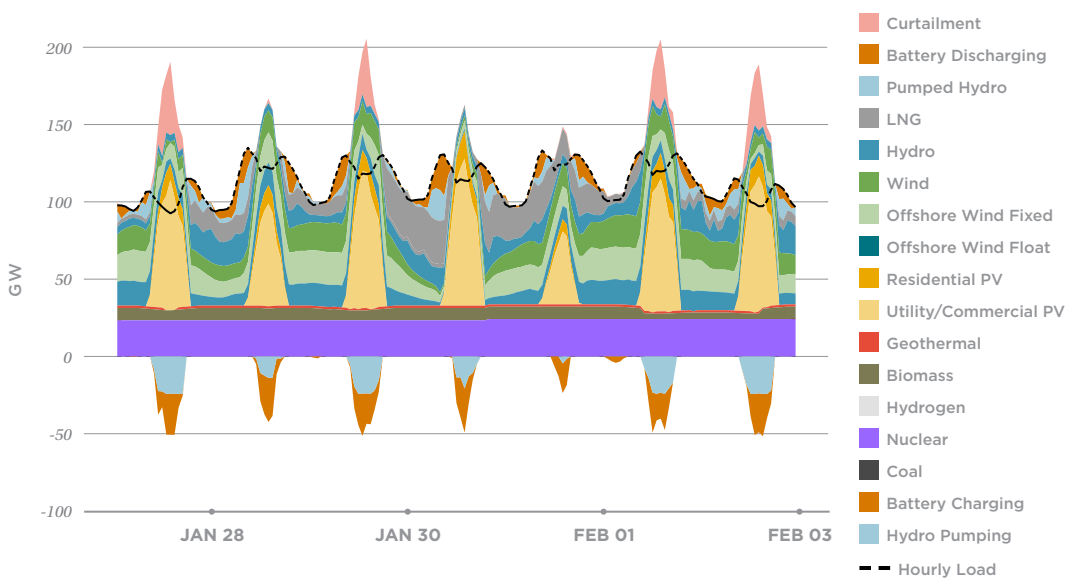


FIGURE 10. *National System Dispatch in the Highest Net Load Week of Winter 2035*

In addition, to further validate the optimal generation capacity needed to meet system demand every hour, even during periods of low RE generation and/or high demand, researchers conducted two sensitivity analyses that simulate hourly operation of Japan's power system:

- With extreme demand bumps in summer and winter
- For four weather years (35,040 hours, using the time-synchronized load data and solar and wind generation data from 2017–2020)

The first sensitivity analysis showed that with a 10% demand shock (extreme increase due to a historic heat wave or deep freeze), in which peak demand increases to from 153 GW to nearly 168 GW, the system still has adequate resources to meet electricity needs during the highest summer and winter net load weeks (Figures 11 and Figure 12). Coal power plants that have been reserved for such events briefly operate to support the unusual demand peak during this period.

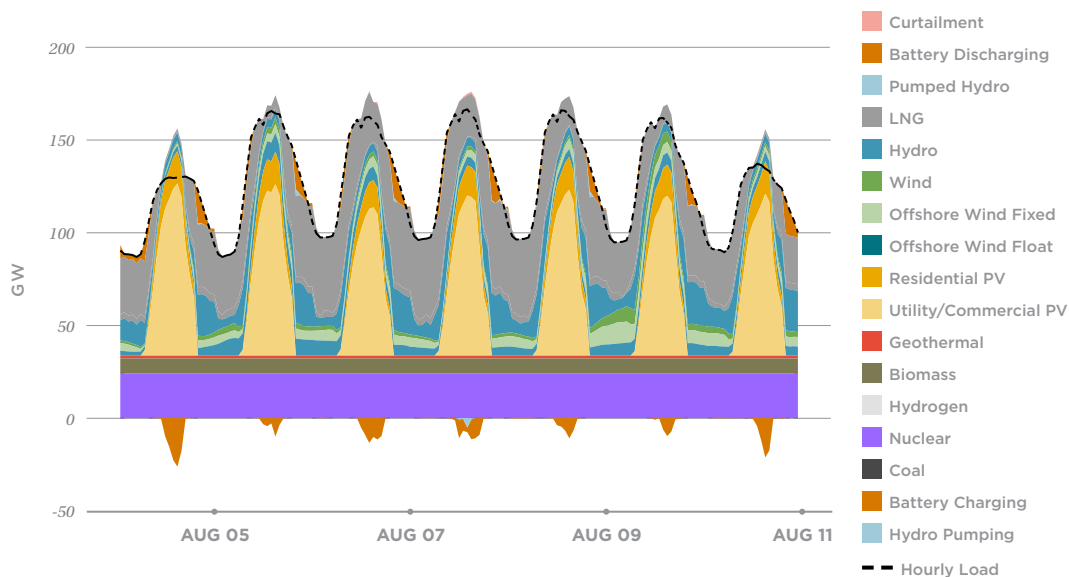


FIGURE 11. *National System Dispatch in the Highest Net Load Week in Summer 2035, with a 10% Demand Shock*

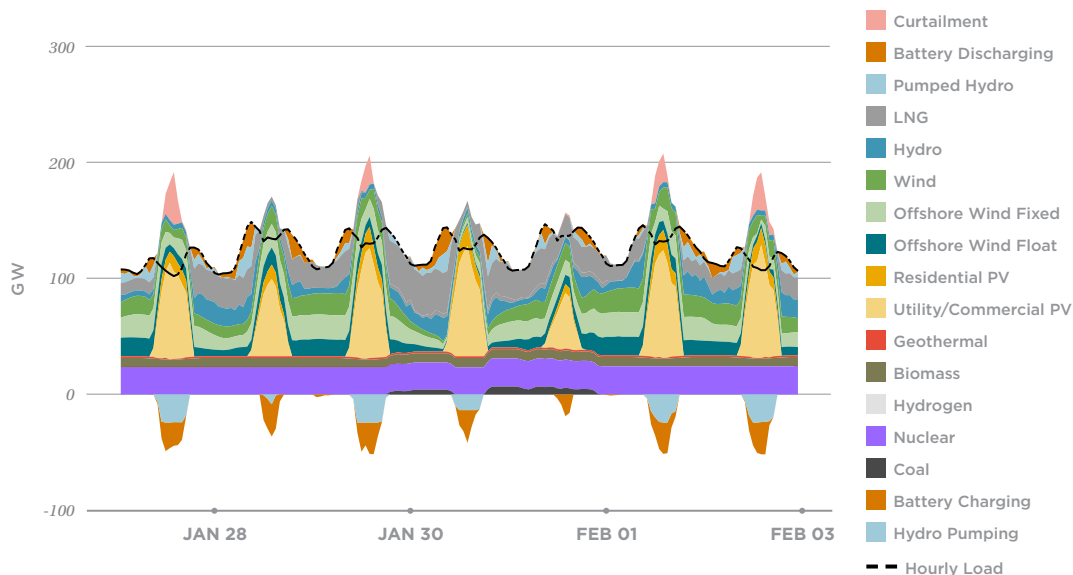


FIGURE 12. *National System Dispatch in the Highest Net Load Week in Winter 2035, with a 10% Demand Shock*

The second sensitivity analysis with dispatch simulation showed that the optimal capacity mix could meet the electricity load of 10 regions for each hour across a span of four weather years (35,040 hours in all), while still abiding by technical constraints (see Appendix B for details). During the four weather years, the study finds significant seasonal (intra-year) variation in load and solar and wind generation, as shown in Figure 13.

Daily loads peak twice in summer (August) and winter (January) months at 2,979–3,195 GWh/day. (This and future metrics are based on a seven-day moving average.) Solar generation peaks in late May–July at 768–818 GWh/day. Onshore and offshore wind generation peaks in the winter at 678–766 GWh/day in January.

The load hits the bottom in late April or early May at 1,751–1,918 GWh/day (59%–63% of its peak). Solar and wind generation decline the most in fall and winter (October through January) at 213–316 GWh/day (26%–41% of its peak). The next-lowest generation period for RE is in the summer (June through September), with solar at 41–55 GWh/day (11%–15% of its peak) and wind at 110–177 GWh/day (14%–26% of its peak).

Natural gas plants play a critical role in balancing loads with the seasonal variability of RE at multiple timescales. Battery storage, pumped hydro, and natural gas plants play critical roles in daily and hourly balancing.

While the annual capacity factor of natural gas plants is 21%–26%, the monthly summer capacity factor is as high as 51%. In the 2050-time horizon, long-duration energy storage such as hydrogen plus RE can replace the seasonal balancing function of natural gas plants (Mahmud et al., 2023) but existing natural gas plants can play a pivotal role in the short- and mid-term period, maintaining power system dependability at a relatively low cost.

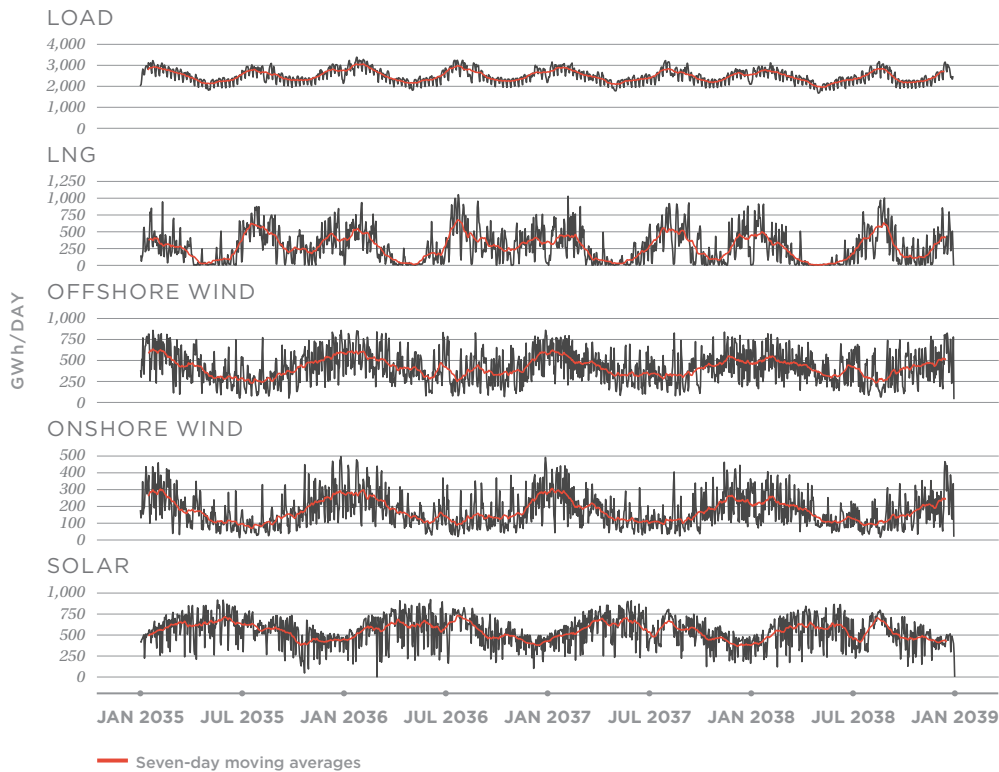


FIGURE 13. *Daily Load and Power System Dispatch of Natural Gas and Variable Renewable Generation Over 4 Weather Years in the 90% Clean Case*

3.2 CLEAN ENERGY DEPLOYMENT CAN REDUCE WHOLESALE ELECTRICITY COSTS BY 6%

The Clean Energy Scenario’s average wholesale electricity costs suggest that the 2035 policy goals for additions to renewable generation capacity can be cost-effective. Average wholesale electricity costs are lower in 2035 under the 90% Clean Energy Scenario than they are in 2020 (Figure 14). In the Clean Energy Scenario, the average 2035 wholesale electricity cost (9.03 JPY/kWh) is 6% lower

than the average 2020 average wholesale cost (9.67 JPY/kWh) (Figure 15) under conservative fuel price assumptions based on 2012–2021 averages. If social costs of carbon (SCC) is included, wholesale electricity costs are about 36% lower in 2035 under the Clean Energy Scenario than they are in 2020, assuming 12,980 JPY/t-CO₂ (\$118/t-CO₂) at 2.5% discount rate from the latest study (Rennert et al., 2022). All scenarios in this study include the current level of Global Warming Countermeasure Tax, 289 JPY/t-CO₂ (\$2.6/t-CO₂), not the SCC presented here.

Average wholesale electricity costs are total wholesale electricity costs divided by total generation. Here, wholesale electricity costs include costs for installed capacity, fixed O&M, fuel for generation, energy storage, and incremental interregional transmission investments. Distribution costs and existing transmission costs are not included.

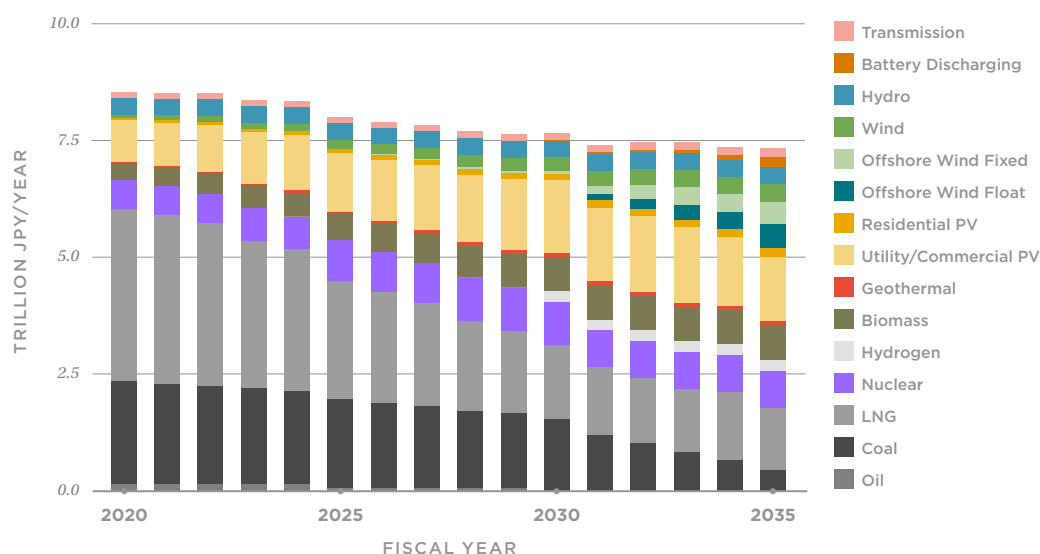


FIGURE 14. Annual Wholesale Electricity Costs in 2020 JPY, Clean Energy Scenario

The cost of electricity generated by RE sources depends less on volatile fossil fuel prices and more on the capital costs (Figure 14). Given the lead time required for construction of power plants and transmission lines, proactive planning is essential to expedite the process.

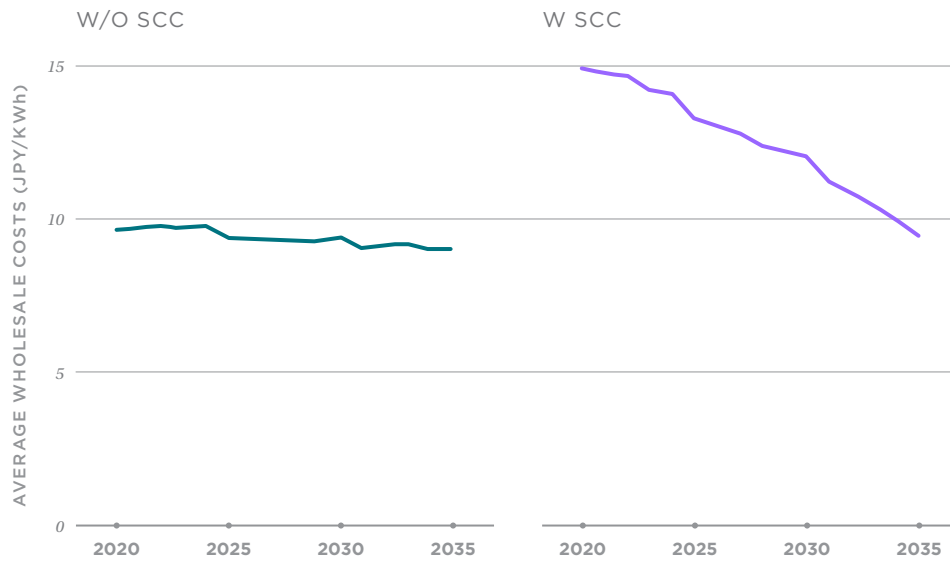


FIGURE 15. *Average Wholesale Electricity Costs with and without Social Costs of Carbon (SCC) for the Clean Energy Scenario*

In the Clean Energy Scenario, RE coupled with enhanced energy storage and interregional transmission lines make it possible to displace a significant amount of generation from existing coal and natural gas plants, while maintaining grid dependability and decreasing wholesale electricity costs. The incremental cost of developing new solar and wind plants, battery storage, and transmission infrastructure in the Clean Energy Scenario is smaller than the fossil fuel, operation and maintenance (O&M), and fixed costs found in running today's typical fossil fuel-fired plants (Figure 16).

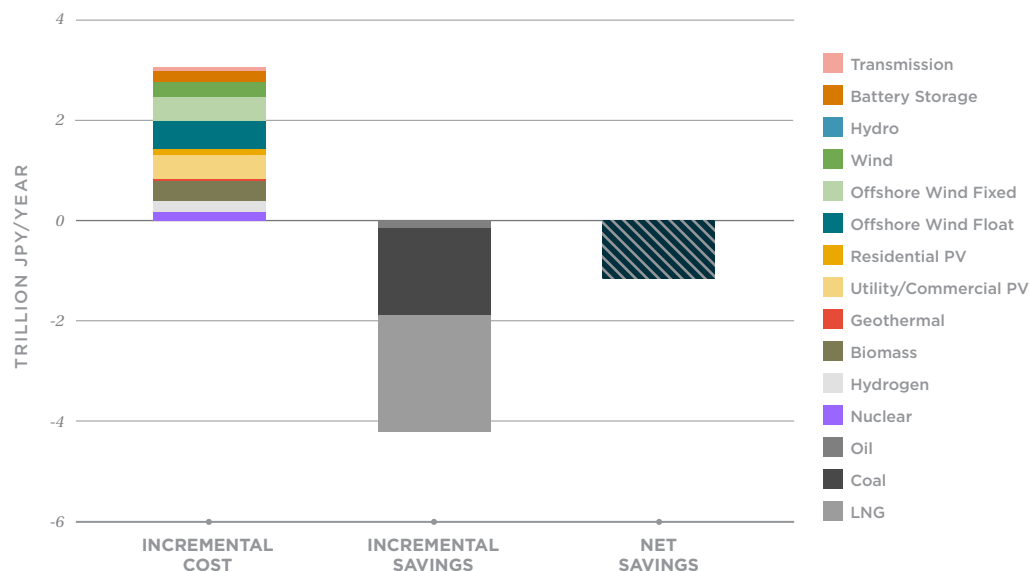
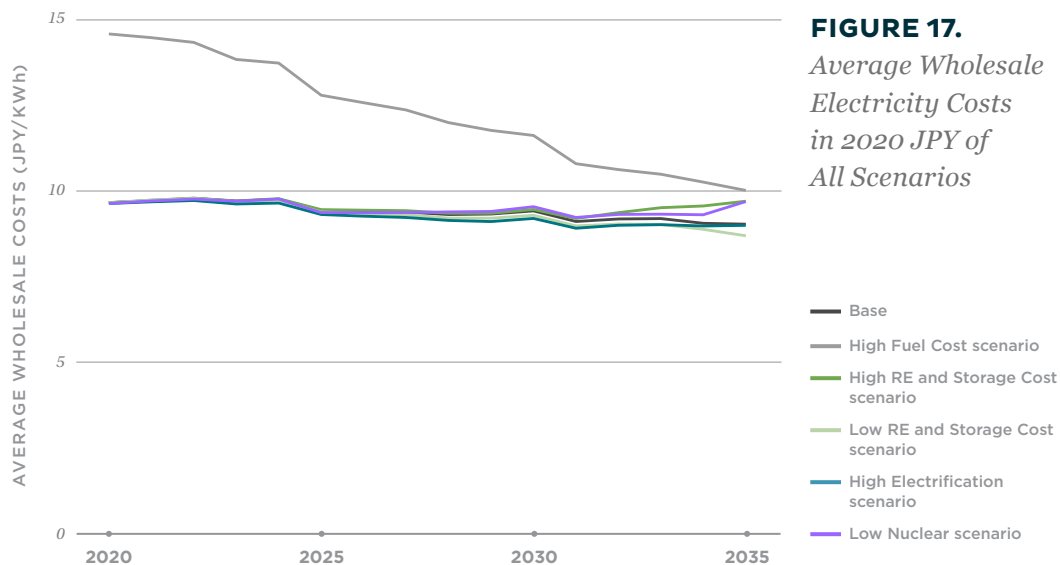


FIGURE 16. *Incremental Costs, Incremental Cost Savings, and Incremental Net Costs in the Clean Energy Scenario, between 2020 and 2035 (in 2020 JPY)*

The sensitivity analysis shows that the 90% clean energy grid is affordable based on a number of assumptions as shown in Figure 17. With 2022-level fuel costs (High Fuel Costs Scenario) and replacement of most of current natural gas and all of coal plants with new renewables, the average wholesale costs can be significantly reduced by 31% between 2020 and 2035. In all the other scenarios with the base fuel costs, the average wholesale costs of the 90% clean energy grid are stable within a range of -10% (Low RE and Storage Costs) and +0.6% (Low Nuclear). The sensitivity analyses show that average 2035 generation costs could increase by as much as 0.4% with high RE and storage costs, or decrease by as much as 10% as a result of low RE and storage costs.





3.3 90% CLEAN ENERGY DELOYMENT CAN REDUCE FOSSIL FUEL IMPORT COSTS BY 85%, BOLSTERING JAPAN'S ENERGY SECURITY

Under the 90% Clean Energy Scenario with base fuel prices, imported coal and natural gas costs would decrease by 85%, from 3.9 trillion JPY in 2020 to 0.59 trillion JPY in 2035 (Figure 18). The scenario's base fuel prices offer even greater savings when compared with 2022 levels.

The study estimates final average 2022 imported coal and natural gas costs, based on the current high fuel prices, at 7.3 trillion JPY. In 2022, in a single year, the LNG prices doubled and coal prices more than tripled in comparison the averages across the previous 10 years (2012–2021).

Not only would the 90% clean energy grid translate into lower electric bills. Maximizing Japan's use of domestic renewable resources would significantly decrease the nation's heavy dependence on imported fossil fuels. In turn, this would bolster Japan's energy security, and insulating the economy from skyrocketing international fossil fuel prices.

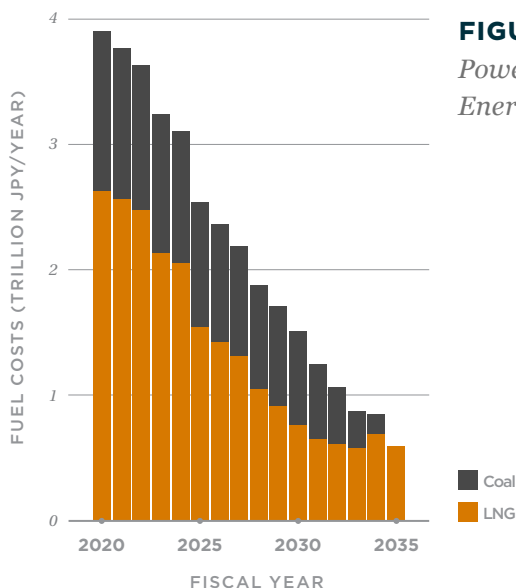


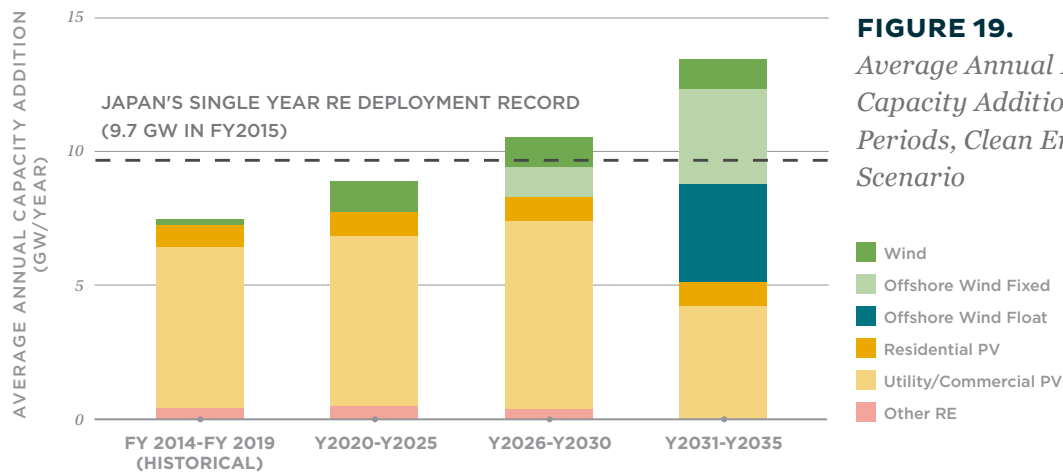
FIGURE 18. *Imported Fuel Costs for Power Generation Under the Clean Energy Scenario in 2020 JPY*

3.4 SCALING-UP RENEWABLES TO ACHIEVE A 90% CLEAN ENERGY GRID IS FEASIBLE

Under the 90% Clean Energy Scenario, the combined capacity of all RE sources rises from 90 GW in 2020 to 188 GW in 2030 and 254 GW in 2035 (Figure 19). In particular, accelerated wind and solar capacity growth makes the 90% clean energy grid feasible.

On average, an additional 10 GW of renewable energy need to be brought online each year (from 2020 to 2035). This annual increase, comparable to Japan's single-year renewable buildout record of 9.7 GW (FY 2015), is challenging but feasible.

Solar power additions are dominant in 2020s, while offshore wind's continued technology cost declines and high capacity factors make it the dominant growth area in the 2030s. This shift to clean energy will require attention to rapidly break down institutional, market, and regulatory barriers.



It will also call for swift advancements in battery storage and interregional transmission lines to balance VRE generation against loads. Battery storage capacity grows to 1.5 GW in 2030 and 29 GW in 2035, at the rate of 6 GW/year in 2030s. While 5.5 GW in transmission capacity additions have already been approved between now and 2028, an additional 6.3 GW of expansion is needed to support 90% clean energy deployment (Figure 20). These outcomes rely on the following aspects of the Clean Energy Scenario:

- Deep reductions in installed costs for solar PV and wind power make it possible to cost-effectively build these systems.
- Low-cost grid-scale battery storage allows for development closer to load centers, reducing requirements for expensive long-distance transmission lines and investments in grid balancing.
- Electricity demand is not expected to grow between 2020 and 2035, minimizing incremental increases transmission investment.

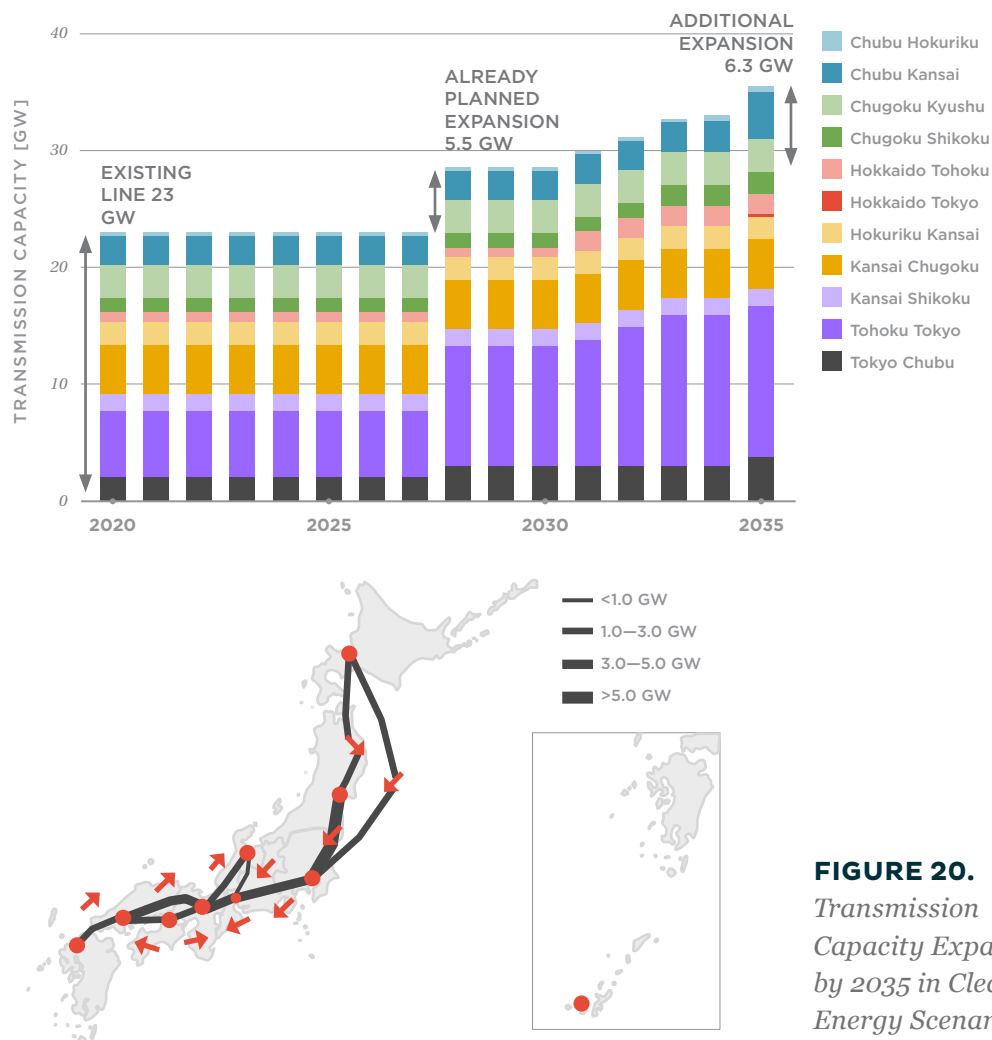


FIGURE 20.
*Transmission
Capacity Expansion
by 2035 in Clean
Energy Scenario*

Under the Clean Energy Scenario, the 90% clean energy grid requires 38 trillion JPY (real 2020 JPY) of cumulative investment from 2020 to 2035 (Fig 21). This capital investment in predominantly RE generation, battery storage, and interregional transmission is essentially financed with fossil fuel cost savings. This represents 27% of the Japanese government’s goal of public and private “green transformation (GX)” investments totaling 150 trillion JPY over the next decade (GoJ, 2022a). Japanese Government defines GX as “structural transition from fossil-fuel centered industry and society to clean energy centered industry and society (ibid).

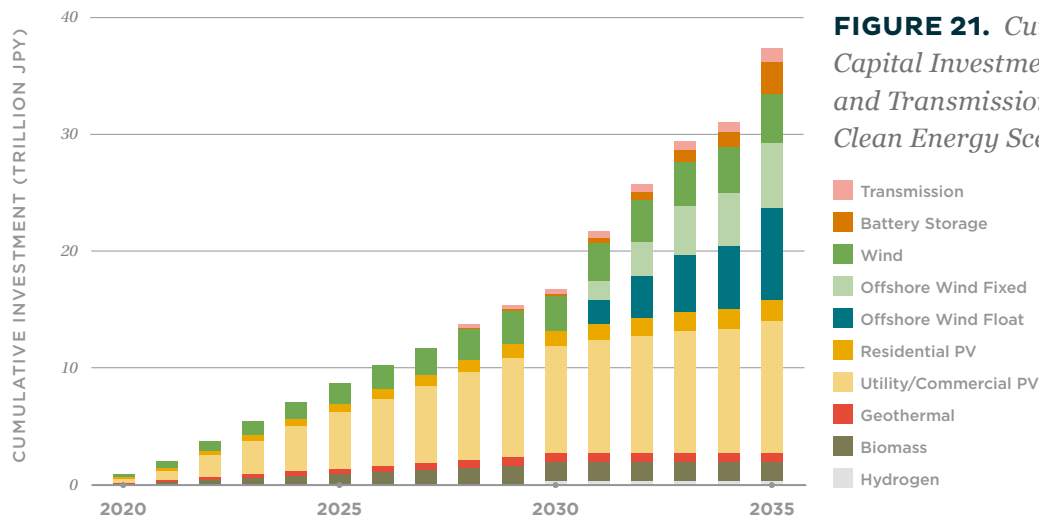


FIGURE 21. Cumulative New Capital Investment for Generation and Transmission, 2020–2035, Clean Energy Scenario

3.5 CLEAN ENERGY CAN CUT CO₂ EMISSIONS BY 92%, PROVIDING SIGNIFICANT ENVIRONMENTAL BENEFITS

Generating 90% of electricity from clean energy by 2035 would significantly cut CO₂ emissions, resulting in important environmental benefits. As shown in Figure 22, By 2035, the Clean Energy Scenario was shown to potentially reduce electricity sector CO₂ emissions by 92% (345 million tons of CO₂, approximately equivalent to 30% of Japan's total CO₂ emissions in FY 2019) compared to 2020 levels. According to simulation results, this is possible as the emission intensity of electric generation drops by 91% from 404 kilograms (kg)-CO₂/kilowatt hour (kWh) in 2020 to 36 kg-CO₂/kWh in 2035. The extremely low emission intensity supports deeper decarbonization of other sectors, such as electrified transportation, heating, and more.

It also reduces exposure to fine particulate matter (PM_{2.5}), sulfur dioxide (SO₂), nitrogen oxide (NO_x), and heavy metals (e.g., mercury, cadmium, arsenic, chromium, and beryllium) emitted by fossil fuel-burning power plants (J. Lelieveld et al., 2015; Ito, 2010). This could deliver significant health benefits, potentially extending lifespan.

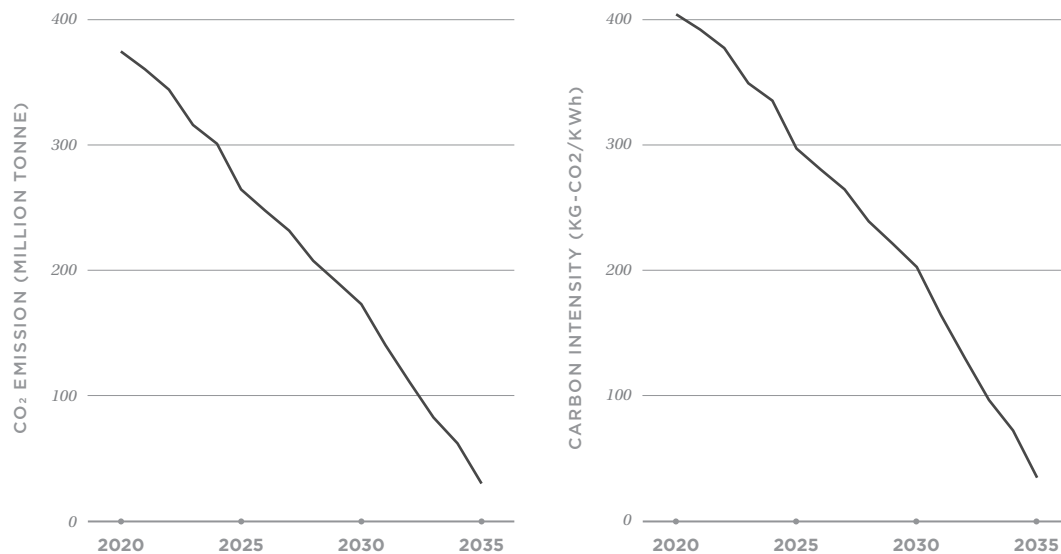


FIGURE 22. *CO₂ Emissions and Carbon Intensity, Clean Energy Scenario*

4

CAVEATS AND FUTURE WORK

Although we assessed an operationally feasible least-cost pathway of Japan's power system using weather-synchronized load and generation data, further work is needed to advance our understanding of other facets of a 90% clean power system. First, this report primarily focuses on renewable-specific technology pathways rather than explore the full portfolio of clean energy technologies. The technologies and approaches examined in this report could contribute to deep decarbonization of the future electricity supply, lowering system costs while accelerating emission reductions. Additionally, issues such as loss of load probability, system inertia, alternating-current (AC) transmission flow of both intra- and inter- regional transmission lines, and issues in AC power system such as reactive power compensation need further assessment. Options to address these issues have been identified elsewhere (for example, Denholm, 2020).

Second, our assessment does not explicitly address the operational impacts of day-ahead / intra-day forecast errors in RE and load, while we included operating (spinning) reserves in our production cost model to ensure the least-cost system has a certain capability to address such forecast errors. However, several studies have shown that with state-of-the-art forecasting techniques and the shorter gate closure time, the impact of such forecast errors appears to be small (for example, Hodge, 2015; Martinz-Anido, 2016; IEA Wind TCP Task 25, 2021).

Although this analysis does not attempt a full power-system dependability assessment, we perform scenario and sensitivity analysis to ensure that demand is met in all periods, including during extreme weather events and periods of low renewable energy generation. This modeling approach provides confidence that a 90% clean electricity grid is operationally feasible.

5

CONCLUSIONS AND POLICY INSIGHTS

Sustained declines in costs for wind, solar, and energy storage technologies create new opportunities to lower Japan's wholesale electricity costs and reduce related emissions. The results of this study suggest that expanding Japan's share of electricity generated from clean energy sources to around 59% by 2030, and then to 90% by 2035, would deliver the needed reductions in electricity costs, while making it possible to meet carbon neutrality and air quality improvement goals.

Transitioning to a system with 90% of electricity generated from clean energy sources would require overcoming barriers to the development and integration of wind generation, solar generation, and energy storage technologies. This final section summarizes the study's key conclusions, provides recommendations for changes in policy and regulation based on the results, and outlines possible priorities for future research to meet those challenges.

5.1 KEY CONCLUSIONS

Declining wind, solar, and energy storage costs are changing the economics of Japan's electricity sector. This analysis illustrates emerging changes in the economics of Japan's electricity sector. In the selected scenarios, the lowest-cost resources for meeting electricity demand growth combine wind, solar, and energy storage.

Japan's electricity system can be dependably operated with high levels of clean energy generation. The base fuel price case analysis shows that a highly dependable system is possible with 90% of Japan's electricity provided by clean energy sources, without any coal generation. This 2035 generation model is shown

to operate dependably with a mix of 59% (in summer) to 72% (in winter) wind and solar energy—even during unanticipated load increases.

Increasing clean energy generation would deliver additional emission reduction and health benefits. Increasing the share of clean energy generation to 90% or more by 2035 would significantly cut CO₂ emissions. Additional reductions in air pollutant emissions can be delivered by widespread electrification of the greater economy, offering environmental and health benefits beyond the scope of this study.

For instance, an accelerated shift to electric vehicles and batteries charged with power from clean energy plants will reduce both vehicle tailpipe and power plant emissions. The combination of electrification and clean energy generation would be a powerful force in hastening progress toward Japan's environmental goals.

Reaching cost-effective levels of clean energy generation will require overcoming barriers to wind, solar, and energy storage development and integration. The Clean Energy Scenario involves an unprecedented scale of wind, solar, and energy storage development. From 2030 to 2035 in the Clean Energy Scenario, RE generation grows from nearly 188 GW to 254 GW in 2035. Battery storage grows to 29 GW by 2035. Successfully adding clean energy systems to the grid at this scale and in this time frame requires significant changes in regulations, markets, operations, and land use.

Meeting 2035 goals will rely on a shift to a low-cost RE pathway that begins now. For the share of electricity generated from RE sources to begin its acceleration in the 2020–2035 time period (as in the Clean Energy Scenario), policy and regulatory changes to support this deployment need to be immediately implemented. While there already may be momentum behind the accelerated growth of wind and solar energy development, lowering remaining barriers to rapid expansion of battery storage has yet to be made a near-term priority.

5.2 POSSIBLE FUTURE ACTIONS

The enabling conditions needed to deliver benefits in five key areas are:

Establishing Medium-Term Policy Targets (Beyond 2030)

This study has shown that the clean energy transition will require massive investments in generation, storage, and transmission, and significant technological innovation. Possible technological and policy options to support the transition are

diverse. To avoid technology lock-in and investment in future stranded assets that lead to high costs in the power system, Japan needs medium-term policy targets to guide technology development and capital investment (Hidalgo-Gonzalez et al., 2021).

While a 2030 short-term target for the generation mix and a long-term 2050 carbon neutrality goal have been set (GoJ, 2021d), Japan has not established intermediate RE and emissions targets to bridge between those 2030 and 2050 objectives. Specific policy schemes to support these targets, such as carbon pricing, have yet to be presented. Given that energy projects typically require more than a decade of planning and capital investment, the need to set medium-term policy targets beyond 2030 is urgent.

The Japanese government plans to invest trillions of dollars in decarbonization technologies through the Green Innovation Fund (GoJ, 2021c) and Green Transformation (GX) Bonds (GoJ, 2022a) to achieve carbon neutrality by 2050. In allocating these massive amounts of public funds, it is essential to align plans with medium- and long-term policy targets to maximize cost-effectiveness.

Accelerating RE Deployment and Coal-Fired Power Phaseout

Carbon emissions are the representative environmental externalities. In principle, internalizing the societal cost of carbon (SCC) with carbon pricing is vital to efficiently reduce carbon emissions (Rode et al., 2021).

Estimates of the SCC vary widely. For example, the U.S. Environmental Protection Agency proposed increasing their estimate of the SCC from the current standard of 51 USD /t-CO₂ to 190 USD /t-CO₂ (Interagency Working Group, 2021). Currently, Japan's carbon price is 289 JPY /t-CO₂ (2.6 USD /t-CO₂). The Japanese government is currently planning to introduce a new emissions trading scheme, which will include the electric power sector starting in 2026 (GoJ, 2022a).

Increasing the carbon price closer to the level of the estimated SCC should accelerate the clean energy transition. Carbon taxes and emissions trading have been introduced in many countries worldwide and across industries including the electric power sector (e.g., RGGI in the U.S., California, EU-ETS, Canada, and China).

However, an immediate, significant increase in carbon price to match the SCC is often politically or economically infeasible. In those instances, a combination of other policy measures is called for to achieve a clean energy transition.

Japan has supported various types of RE through feed-in tariffs (FIT), including the newly introduced Feed-in Premium (FIP). Unlike the typical renewable portfolio standard (RPS), which encourages competition among RE technologies, a FIT controls the deployment rate of different RE technologies through tailored financial incentives (Lesser & Su, 2008). This makes mass deployment practical and could result in cost reductions for offshore wind power in Japan.

Carbon pricing and FIT are both needed for an economically feasible phaseout of coal-fired power generation, the largest source of CO₂ emissions in Japan's electric power system. Based on this study's analysis, 99% of coal can be phased out by 2035 by linearly increasing the carbon price from 289 JPY /t-CO₂ (2.6 USD /t-CO₂) in 2020 to 6,000 JPY /t-CO₂ (55 USD /t-CO₂) in 2035, assuming the base fuel prices used in this paper (see Appendix D).

This price is low compared to existing or planned carbon prices in other developed countries (approximate JPY equivalents):

- European Union: About 90 Euros (EUR) /t-CO₂ in 2022 (12,600 JPY/t-CO₂, 1 EUR = 140 JPY)
- Canada: 65 Canadian Dollars (CAD) /t-CO₂ in 2023 and 170 CAD /t-CO₂ in 2035 (6,500 JPY/t-CO₂ in 2023 and 17,000 JPY/t-CO₂ in 2035, 1 CAD = 100 JPY)
- Singapore: 25 Singapore Dollars (SGD) /t-CO₂ in 2024, 45 SGD /t-CO₂ in 2026, and 50–80 SGD/t-CO₂ in 2030 (2,500 JPY/t-CO₂ in 2024, 4,500 JPY/t-CO₂ in 2026, 5,000–8,000 JPY/t-CO₂ in 2030, 1 SGD = 100 JPY)

Furthermore, the revenue from carbon pricing can be used as a financial resource for public and private investment in decarbonizing technologies. In addition, as shown in below, the tax burden of carbon pricing can be mitigated by partial reimbursement.

Reducing Institutional and Societal Barriers to Rapid RE Deployment

In addition to economic barriers, there are institutional and societal barriers to the large-scale, rapid deployment of RE, including potential community and environmental impacts of RE projects, delays in the administrative process such as permits and approvals, and investment risks. Some RE projects have reportedly led to societal and environmental debates that span entire countries (Segreto et al., 2020), including in Japan. For the large-scale, rapid deployment of RE, it is necessary to eliminate not only economic barriers presented by carbon pricing and FIT, but also these institutional and societal barriers.

To properly weigh societal and environmental considerations and to expedite the permitting process for construction and connection to the grid, multi-stakeholder processes have proven effective in the selection and zoning of suitable sites (USAID and NREL, 2017). Lack of social acceptance can be a significant obstacle to RE development in countries worldwide, including Japan.

Renewable energy zones (REZs) are geographic areas with high-quality RE resources that have been pre-qualified as socially and environmentally suitable for development. Early involvement of relevant stakeholders in selecting REZs can effectively avert development issues, helping expedite the permitting and approval process. Texas and California have selected REZs for wind energy, solar power, and transmission line projects since the late 2000s to streamline development and permitting, reduce economic costs, and minimize environmental impacts.

In addition, inexpensive RE and cost-effective RE deployment need to be made national priorities. Because the benefits of enhanced energy security and reduced emissions are enjoyed by the nation as a whole, power transmission investments should be allocated nationwide, (Andrade & Baldick, 2017). A transmission line master plan is currently being developed by the Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan (OCCTO) to integrate high share of renewable electricity.

Pursuing a Just Energy Transition through Targeted Assistance Policies

Economic pain inflicted on the few will never result in a just energy transition (Wang & Lo, 2021). This can be addressed in part by refunding a portion of the revenue from carbon pricing to individual households with programs such as California's climate credits and Canada's climate action incentives. Allocating the revenues from carbon pricing to benefit disadvantaged/low-income communities is another effective strategy to ensure a just transition. For example, at least 35% of California's cap-and-trade auction revenue is allocated for the use of disadvantaged/low-income communities in dealing with environmental justice issues.

The socioeconomic impacts of coal-fired power phaseout on local communities and businesses also require mitigation. Carbon price revenues can soften the economic and workforce impacts of plant closures by funding training for local workers in new skills, financial compensation, and accelerated depreciation to local communities and company employees. For example, under the American Rescue Plan Act of 2021 and the Inflation Reduction Act of 2022, the U.S. government is facilitating the transition from coal to renewable energy. These efforts include establishing financial and technical assistance through the Just Transition Fund and the National Economic Transition Platform.

Ensuring Power System Dependability, Enhancing Operational Flexibility, and Boosting Energy Efficiency

As presented in this study, it is especially vital to ensure flexibility and dependability in a grid dominated by solar and wind power, with their inherent variability and uncertainty. When transitioning from a fossil fuel-based power system to a RE-based power system, there is a risk of jeopardizing the dependability of energy systems without adequate coordination (Grubert & Hastings-Simon, 2022). Flexibility can be supported by flexible gas-fired and hydropower plants, energy storage systems, and demand side management and measures (e.g., demand response and vehicle-to-grid) (Degefa et al., 2021). Appropriate design of capacity and ancillary service markets and profitable business models are necessary to encourage sufficient investments in these and other flexibility resources.

Battery storage significantly contributes to the dependability of the electric power system, as this analysis has shown. Policy targets can encourage commercialization of battery storage and help secure revenue in the various capacity and ancillary service markets.

In addition, subsidies or a mandate to deploy a certain level of battery storage can be effective at the early stages of battery storage deployment, when the technology and markets are still relatively immature. The U.S. federal government provides an investment tax credit (ITC) for battery storage installed with solar power under the Inflation Reduction Act of 2022 (Inflation Reduction Act of 2022, 2022). In addition, nine U.S. state governments mandate electric utilities to procure or install battery storage.

Demand response measures also have great potential to ensure the dependability of the electricity system, especially in response to the record heat and cold waves expected to become more frequent as climate change progresses. Similarly, the capacity and ancillary markets enable natural gas-fired, flexible thermal power generation to play a role in ensuring the system's dependability on summer and winter peak load days.

This proposed investment in the transmission and distribution network will also improve the system's dependability by sharing planning reserve margin and operating reserves among regions and smoothing the fluctuation of loads and variable renewable energy generation. Constructing a transmission and distribution network requires a long lead time of about 5 to 10 years, which makes early planning all the more crucial.

Energy efficiency measures are effective in improving dependability and lowering power system costs (Relf et al., 2018). Record heat and cold waves associated

with climate change are expected to cause future increase in peak loads. Building insulation will lower these peak loads and strengthen the dependability of the power system. Since the economic payback time of insulation is typically short, mandatory measures such as strengthening insulation requirements in building codes are often most effective for new buildings. On the other hand, financial incentives can be more effective for retrofitting existing building stock.

Through these possible actions, the swift decarbonization of Japan's electricity system would make it possible to more quickly electrify other demand sectors, reducing CO₂ emissions and smoothing the country's path to a carbon-neutral economy by 2050.

REFERENCES

- Abhyankar, N., Deorah, S., & Phadke, A. (2021). *Least-Cost Pathway for India's Power System Investments through 2030*. https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/fri_india_report_v28_wcover.pdf
- Abhyankar, N., Lin, J., Kahrl, F., Yin, S., Paliwal, U., Liu, X., Khanna, N., Phadke, A., & Luo, Q. (2022). *Achieving An 80 Percent Carbon Free Electricity System In China By 2035 - Energy Innovation: Policy and Technology*. <https://energyinnovation.org/publication/achieving-an-80-percent-carbon-free-electricity-system-in-china-by-2035/>
- Advisory Committee for Natural Resources and Energy of Japan. (2021). *Generation costs report for long-term energy projection subcommittee (Japanese)*.
- Andrade, J., & Baldick, R. (2017). *Estimation of Transmission Costs for New Generation*. https://energy.utexas.edu/sites/default/files/utaustin_fce_transmissioncosts_2017.pdf
- Bistline, J., Abhyankar, N., Blanford, G., Clarke, L., Fakhry, R., McJeon, H., Reilly, J., Roney, C., Wilson, T., Yuan, M., & Zhao, A. (2022). Actions for reducing US emissions at least 50% by 2030. *Science*, 376(6596), 923–924. https://doi.org/10.1126/science.abn0661/suppl_file/science.abn0661_sm.pdf
- Burrough, P. A., and McDonell, R. A., (1998). *Principles of Geographical Information Systems*, Oxford University Press, New York, 190 pp.
- Committee on the Procurement Prices of Renewable Electricity. (2022). *Reports on the Procurement Prices of Renewable Electricity*. <https://www.meti.go.jp/shingikai/santeti/>
- Degefa, M. Z., Sperstad, I. B., & Sæle, H. (2021). Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources. *Electric Power Systems Research*, 194, 107022. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107022>
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). (2020). *European Center for Medium-Range Weather Forecast's Reanalysis 5th Generation (ERA-5)*. <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>

- Global Modeling and Assimilation Office (GMAO). (2015). *Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2*. doi: 10.5067/vjafpli1csiv
- Government of Japan (GoJ). (2021a). *Amendment of the Act on Promotion of Global Warming Countermeasures* (testimony). <https://www.env.go.jp/press/109218.html>
- GoJ. (2021b). *Annual Whitepaper on Energy 2020*. <https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/>
- GoJ. (2021c). *Green Innovation Fund*. https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/gifund/index.html
- GoJ. (2021d). *Japan's Nationally Determined Contribution (NDC)*. https://unfccc.int/sites/default/files/ndc/2022-06/japan_first%20ndc%20%28updated%20submission%29.pdf
- GoJ. (2021e). *Japan's Sixth Strategic Energy Plan*. https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/
- GoJ (2021f). *Cost information of power plants in Japan*. https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_02.pdf
- GoJ. (2022a). *Green Transformation (GX) Executive Meeting (4th)*. https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/dai4/index.html
- GoJ. (2022b). *Trade Statistics of Japan*. https://www.customs.go.jp/toukei/info/index_e.htm
- Grubert, E., & Hastings-Simon, S. (2022). Designing the mid-transition: A review of medium-term challenges for coordinated decarbonization in the United States. *In Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change* (Vol. 13, Issue 3). John Wiley and Sons Inc. <https://doi.org/10.1002/wcc.768>
- Hidalgo-Gonzalez, P. L., Johnston, J., & Kammen, D. M. (2021). Cost and impact of weak medium term policies in the electricity system in Western North America. *The Electricity Journal*, 34(3), 106925. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.106925>
- Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases. (2021). *Technical Support Document: Social Cost of Carbon, Methane, and Nitrous Oxide Interim Estimates under Executive Order 13990*.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2018). *Special Report: Global Warming of 1.5°C*. <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- IEA Wind TCP Task 25 (2021), Design and operation of energy systems with large

- amounts of variable generation, Final summary report. <https://publications.vtt.fi/pdf/technology/2021/T396.pdf>
- IRENA (2017), Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [./-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf?rev=8bf1e29230e74ce39e19b6f3bfd5914d](https://media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf?rev=8bf1e29230e74ce39e19b6f3bfd5914d)
- Ito, S. (2010). Trace Substance Emissions from Coal Combustion and Recent Topics. Proceedings of the Society of Chemical Engineers, Japan, 2010f (0), 346-347
- Japan Electric Power Exchange (JEPX). (2022). *HJKS: Hatsudensho Joho Kokai System* <https://hjks.jepx.or.jp/hjks/>
- Komiyama, R., Fujii, Y. (2014). Assessment of massive integration of photovoltaic system considering rechargeable battery in Japan with high time-resolution optimal power generation mix model, *Energy Policy*, 66, 73-89, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.022>.
- Komiyama, R., Fujii, Y. (2017). Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nation-wide power grid. *Energy Policy*, 101 (C), 594-611
- Komiyama, Ryoichi & Fujii, Yasumasa, (2019). Optimal integration assessment of solar PV in Japan's electric power grid, *Renewable Energy*, 139(C), 1012-1028.
- Lelieveld, J., Evans, J., Fnais, M. et al. (2015) The contribution of outdoor air pollution sources to premature mortality on a global scale. *Nature* **525**, 367-371. <https://doi.org/10.1038/nature15371>
- Lesser, J. A., & Su, X. (2008). Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development. *Energy Policy*, 36(3), 981-990. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.11.007>
- Matsuo, Y., Endo, S., Nagatomi, Y., Shibata, Y., Komiyama, R., Fujii, Y., (2020) Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies, *Applied Energy*, 267, 113956, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113956>.
- Muhmud, Z., Shiraishi, K., Abido, M. Y., Sánchez-Pérez, P. A., Kurtz, S. (2023). Hierarchical approach to evaluating storage requirements for renewable-energy-driven grids. *iScience*, 26(1), <https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.105900>
- Ministry of Economy, Trade, and Industry (METI). (2021). *Electric Utility Business Handbook*.
- METI. (2022). *Feed-in Tariff Statistics*. <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2017). *System Advisor Model (SAM) Version 2017. 9. 5*. <https://sam.nrel.gov/>

- NREL. (2022). *Annual Technology Baseline 2022 (ATB 2022)*. <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/technologies>
- Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan. (2021). *Firm capacity coefficients for solar, wind, and hydro power generators in each area for Fiscal Year 2022 supply plan*. https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/202111_choseikeisu_I5_ichiran.pdf
- Phadke, A., Paliwal, U., Abhyankar, N., McNair, T., Paulos, B., Wooley, D., & O'Connell, R. (2020). *2035 the Report - Plummeting Solar, Wind, and Battery Costs Can Accelerate Our Clean Electricity Future*. <https://www.2035report.com/electricity/>
- Relf, G., York, D., & Kushler, M. (2018). *Keeping the Lights On: Energy Efficiency and Electric System Reliability* | ACEEE. <https://www.aceee.org/research-report/u1809>
- Rennert, K., Errickson, F., Prest, B.C. et al. Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO₂. *Nature* **610**, 687–692 (2022). <https://doi.org/10.1038/s41586-022-05224-9>
- Rode, A., Carleton, T., Delgado, M., Greenstone, M., Houser, T., Hsiang, S., Hultgren, A., Jina, A., Kopp, R. E., McCusker, K. E., Nath, I., Rising, J., & Yuan, J. (2021). Estimating a social cost of carbon for global energy consumption. *Nature* **2021** 598:7880, 598(7880), 308–314. <https://doi.org/10.1038/s41586-021-03883-8>
- Segreto, M., Principe, L., Desormeaux, A., Torre, M., Tomassetti, L., Tratzi, P., Paolini, V., & Petracchini, F. (2020). Trends in Social Acceptance of Renewable Energy Across Europe—A Literature Review. *International Journal of Environmental Research and Public Health* **2020**, Vol. 17, Page 9161, 17(24), 9161. <https://doi.org/10.3390/IJERPH17249161>
- U.S. Agency for International Development (USAID) and NREL. (2017). *Renewable Energy Zone (REZ) Transmission Planning Process — Greening the Grid*. <https://greeningthegrid.org/news/new-resource-renewable-energy-zone-rez-transmission-planning-process>
- U.S. Government. (2022). *Inflation Reduction Act of 2022* (testimony).
- Wang, X., & Lo, K. (2021). Just transition: A conceptual review. *Energy Research & Social Science*, 82, 102291. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102291>

APPENDIX A | MODELING APPROACH

The state-of-the-art methodology for studies that assess the impacts of high renewable energy (RE) share on electric power systems is to use capacity expansion and production cost models. For this study, we use a combination of a capacity expansion model and a production cost model using PLEXOS, an industry-standard model that is used by grid operators and utilities worldwide (Abhyankar et al.; 2022, IRENA, 2017). First, we use a capacity expansion model to identify the least-cost (“optimal”) generation, storage, and interregional transmission investments from 2020 to 2035 that meet regional electric power demand requirements, grid dependability (reserve) requirements, technology resource constraints, and policy constraints. Second, we use the production cost model to assess the operational feasibility of the least-cost portfolio by simulating hourly dispatch of generators, storage, and transmission ties in the year 2035. For each year, we simulate hourly economic dispatch using the production cost model to ensure that the grid can run dependably for all 8,760 hours in the year, including the hours when the system is most constrained.

PLEXOS uses deterministic, mixed-integer optimization to minimize the cost of meeting load given physical (e.g., generator capacities, ramp rates, transmission limits) and economic (e.g., fuel prices, start-up costs, import/export limits) grid parameters. Moreover, PLEXOS simulates unit commitment and actual energy dispatch for each hour (at 1-minute intervals) of a given period. As a transparent model, PLEXOS makes available to the user the entire mathematical problem formulation. The model minimizes total generation cost (fixed plus variable costs) for the entire system, including existing and new generation capacity and transmission networks (Abhyankar et al., 2022). We assess the optimal resource mix under a range of scenarios examining deployment rates, coal plant retirements, demand growth, electricity market design, demand response, and supply chain challenges.

We represent the Japanese electricity grid using 9 interconnected nodes connected by 23 GW of interregional transmission corridors and 1 isolated node (Okinawa) in 2020 (Figure 2).

Figure A1 depicts our overall method and the various data components.

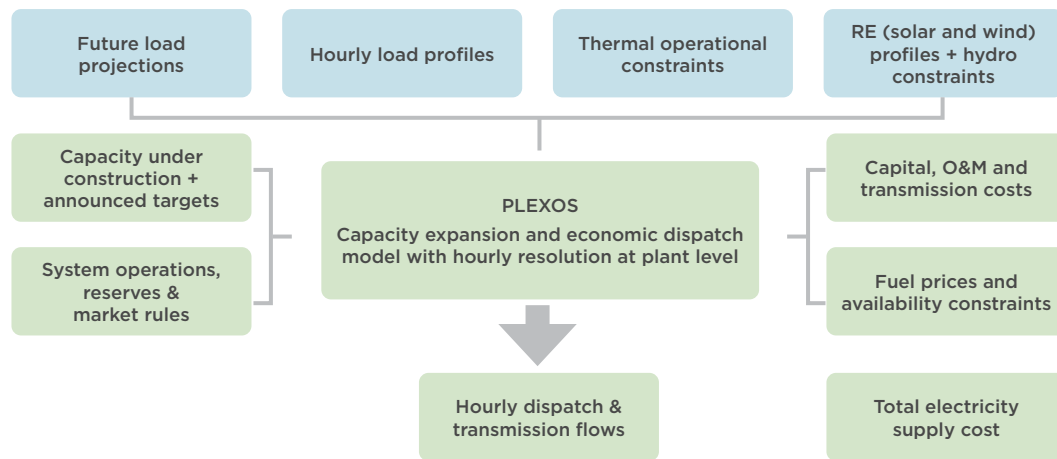


FIGURE A1. *Overall modeling approach*

APPENDIX B | MODELING INPUTS

Projections of installed costs and fixed operations and maintenance (O&M) costs for onshore wind, offshore wind, solar PV, and battery storage in Japan are based on Japan's cost data; the 2022 United States National Renewable Energy Laboratory (NREL) Annual Technology Base (ATB) forecasts; and industry consultations (Committee on Procurement Prices, 2022; GoJ 2021f; NREL 2022). Table B1 shows the assumptions on capital costs of wind, solar, and battery storage. Roundtrip efficiency of battery storage and pumped hydro storage are assumed to be 90% and 80%, respectively.

TABLE B1. *Solar, wind, and battery storage capital cost assumptions*

	LOW	BASE	HIGH	LOW	BASE	HIGH
YEAR	SOLAR PV			BATTERY STORAGE (4-HR)		
	COST/KW: THOUSAND JPY/KW (USD/KW)			COST/KW: THOUSAND JPY/KW (USD/KW)		
2020	198 (1,800)	198 (1,800)	198 (1,800)	48 (433)	48 (433)	48 (433)
2030	81 (736)	102 (927)	166 (1,510)	16 (141)	25 (225)	30 (273)
2035	76 (691)	96 (873)	150 (1,360)	14 (127)	23 (229)	27 (246)
	Onshore wind Cost/kW: thousand JPY/kW (USD/kW)			Offshore wind (fixed-bottom) Cost/kW: thousand JPY/kW (USD/kW)		
2020	280 (2,550)	280 (2,550)	280 (2,550)	515 (4,681)	515 (4,681)	515 (4,681)
2030	204 (1,850)	222 (2,020)	226 (2,050)	321 (2,915)	348 (3,614)	406 (3,691)
2035	188 (1,710)	207 (1,880)	212 (1,930)	253 (2,301)	286 (2,602)	361 (3,278)
	Offshore wind (floating) Cost/kW: thousand JPY/kW (USD/kW)					
2020	572 (5,200)	600 (5,455)	650 (5,908)			
2030	399 (3,629)	445 (4,042)	539 (4,901)			
2035	374 (3,406)	421 (3,832)	521 (4,738)			

1 USD = 110 JPY (Average exchange rate from 09/2013 to 08/2022)

Other clean energy costs and operational parameters have been taken from Japanese Government estimates (GoJ 2021f, Committee on the Procurement Prices of Renewable Electricity, 2022) and industry consultations. Table B2 summarizes the assumptions.

TABLE B2. *Other Clean Technology Costs and Operational Parameters*

	CAPITAL COST*	FIXED O&M COST*	HEAT RATE (GJ/MWh)	FORCED OUTAGE RATE (%)	MAINTENANCE OUTAGE RATE (%)	RAMPING (% OF INSTALLED CAPACITY PER MINUTE)	AUXILIARY CONSUMPTION (%)
Biomass	398 (3,620)	27 (245)	8.3	5	10	N/A	6
Geothermal	790 (7,180)	33 (300)	N/A	5	10	N/A	11
Hydropower	620 (5,640)	16 (145)	N/A	5	5	100%	1
Hydrogen; Ammonia	161 (1,460)	6.4 (58)	6.6	5	5	2%	2.3

* Capital and fixed O&M costs are in 1,000 JPY/kW (2020 JPY/2020 USD) / 1 USD = 110 JPY
(Average exchange rate from 09/2013 to 08/2022)

TABLE B3. *Conventional Technology Costs and Operational Parameters*

	CAPITAL COST*	FIXED O&M COST*	HEAT RATE (GJ/MWh)	FORCED OUTAGE RATE (%)	MAINTENANCE OUTAGE RATE (%)	COLD-START TIME (HOURS)	MINIMUM UP-TIME (HOURS)	MINIMUM DOWN-TIME (HOURS)	TECHNICAL MINIMUM LEVEL (%)	RAMPING (% OF INSTALLED CAPACITY PER MINUTE)	AUXILIARY CONSUMPTION (%)
Coal	244 (2,220)	11.9 (108)	8.3	5	10	24	12	6	40	1	5.5
Gas CCGT	161 (1,460)	6.4 (58)	6.6	5	5	12	6	3	30	2	2.3
Gas GT	101 (922)	2.3 (21)	9.7	5	5	1	1	1	20	10	2.3
Nuclear	516 (4,690)	17.3 (157)	10.3	5	20	96	96	96	90	N/A	4.0

* Capital and fixed O&M costs are in thousand JPY/kW (2020 thousand JPY [2020 USD]); 1 USD = 110 JPY (Average exchange rate from 09/2013 to 08/2022)

Conventional technology (coal, nuclear, natural gas) capital and fixed O&M costs have been taken from previous Japan and U.S. estimates (GoJ, 2021f; NREL, 2022). Operational parameters such as ramp rates, technical minimum levels, auxiliary consumption, minimum up and down times, etc., have been taken from the data used in previous Japan and U.S. studies, regulatory norms, and expert/industry consultations. They are summarized in Table B3. Capacity and commission year of existing power plants are taken from multiple sources including Japan Electricity Power Exchange database (JEPX, 2022), Feed-in Tariff Statistics (METI, 2022), generation companies' websites, and Electric Utility Businesses Handbook (METI, 2021).

TABLE B4. *Summary of Key Assumptions and Variables*

PARAMETER	ASSUMPTION	SOURCE
Geographic Scope	10 regions (nodes)	
Solar, Wind, and Battery Storage Technology Costs	NREL ATB 2022 projections with adjustments	NREL ATB 2022, GoJ 2021f, Advisory Committee 2021, Expert consultations
Other RE and Conventional Technology Costs	Geothermal, biomass, hydro, hydrogen, natural gas, coal, and nuclear costs are based on Japanese Government estimations.	GoJ 2021f, Expert consultations
Operations & Maintenance (O&M)	Fixed and variable O&M costs of all non-retired plants are included	
Weighted Average Cost of Capital (WACC)	2.5 % (real)	OCCTO 2021, Expert consultations
Electricity Demand	Annual and monthly amounts, along with daily and hourly load profiles, all by region.	GoJ 2021e, 10 Regional T&D companies' website, Expert consultations
Extreme Events Analysis	Use weather data and energy load for four weather-years (2017-2020). Weather affects both demand and wind and solar supply.	
Nuclear Retirements	Nuclear plants that are not granted 20-year extension as of 2022 assumed to retire in 40 years in the nuclear retirement sensitivity.	Expert consultations

PARAMETER	ASSUMPTION	SOURCE
Technical Lifespan	Wind: 30 years Solar PV: 30 years Hydropower: 100 years Battery: 15 years Nuclear: 60 years Gas: 50 years Coal: 50 years	GoJ 2021f, JEPX 2022, NREL 2022, Expert consultations
Economic Lifespan	Standard amortization is 30 years, batteries are 15 years.	Expert consultations
Residential Solar, Geothermal, Hydrogen, and Biomass	Their 2030 targets are met at least, while more deployment is allowed when economical.	GoJ 2021e
Carbon Price	The CO ₂ price is 289 JPY/t-CO ₂ for all cases from 2020 to 2035. In the carbon price analysis (appendix D), the CO ₂ price linearly ramps up from 2026, reaching the final CO ₂ price by 2035.	
Planning Reserve Margin	10% in each region	Expert Consultation
Operating Reserves	Regulation reserves, spinning reserves (contingency reserves), and flexibility reserves (ramping reserves) are included as a function of load and solar and wind share. The reserve requirement levels are calculated based on Lew et al. (2013)	Lew et al. (2013), ReEDs (2021), Expert consultation
Firm capacity of renewable energy	In estimating planning reserve margin, we used firm capacity estimates of renewable energy (i.e., solar, wind, and hydro) in each region from Japanese authority (OCCTO 2021).	OCCTO (2021), Expert consultation

APPENDIX C | SOLAR AND WIND PROFILES

We estimated the solar and wind (offshore and onshore) resource potential and profiles from the ground up. This section explains the methodology used, which can be divided into two parts. The first part involves estimating the total resource potential of solar and wind available in each region. This forms an upper limit on the amount of new capacity that can be built in PLEXOS for each region. To estimate resource potential, we use the capacity factor data along with multiple exclusion datasets, including land cover, elevation, slope of terrain, natural parks, fishery zones and defense areas. The second part involves estimating the representative hourly solar and wind profiles for each region. Profiles are estimated at site level using meteorological data from re-analysis datasets, and then an aggregation algorithm is used to create a provincial/cluster level representative profile. The potential and profiles are estimated at the regional level for onshore wind and solar and at a cluster level for floating and fix bottom offshore wind.

RESOURCE POTENTIAL

Solar

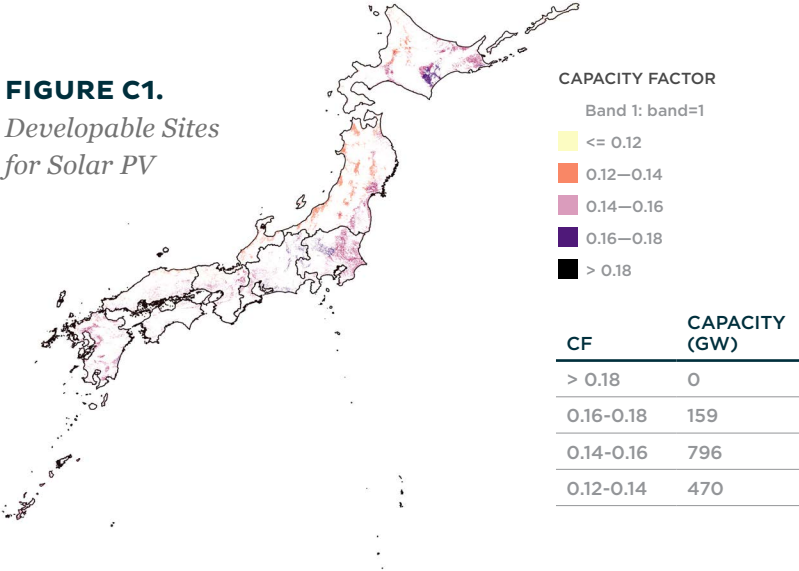
To estimate the solar resource potential in each region, we start with the complete area of that region and remove the areas which are not suitable for solar development. We use four exclusion criteria for estimating the solar resource potential: land cover, slope, elevation and natural parks.

The land cover dataset comes from the European Space Agency's Copernicus programme. We use the Moderate Dynamic Land Cover Dataset, which has a spatial resolution of 100m and divides land cover into 23 classes. We exclude dense forest (i.e., forests with canopy > 70%), wetlands, moss and lichens, urban and builtup areas, areas with snow and ice, permanent water bodies, and open seas.

In addition to land cover, we use elevation and slope to remove areas not suitable for solar development. The elevation data also comes from the European Space Agency's Copernicus programme, the Copernicus GLO-30 Digital Elevation Model. The dataset has a spatial resolution of 30 m and provides elevation of the surface of earth, including man made buildings and infrastructure. We estimate slope from the elevation dataset using the planar method. The method estimates the steepest descent based on the maximum change in elevations between the cell and the 8 neighboring cells (Burrough, et al., 1995).

We exclude areas which have an elevation of more than 4,000 m and slope above 5 degrees. We then remove areas which fall under the territory of natural parks. After exclusions based upon land cover, elevation, slope, and natural parks, the areas that are left in a region are considered suitable for solar development.

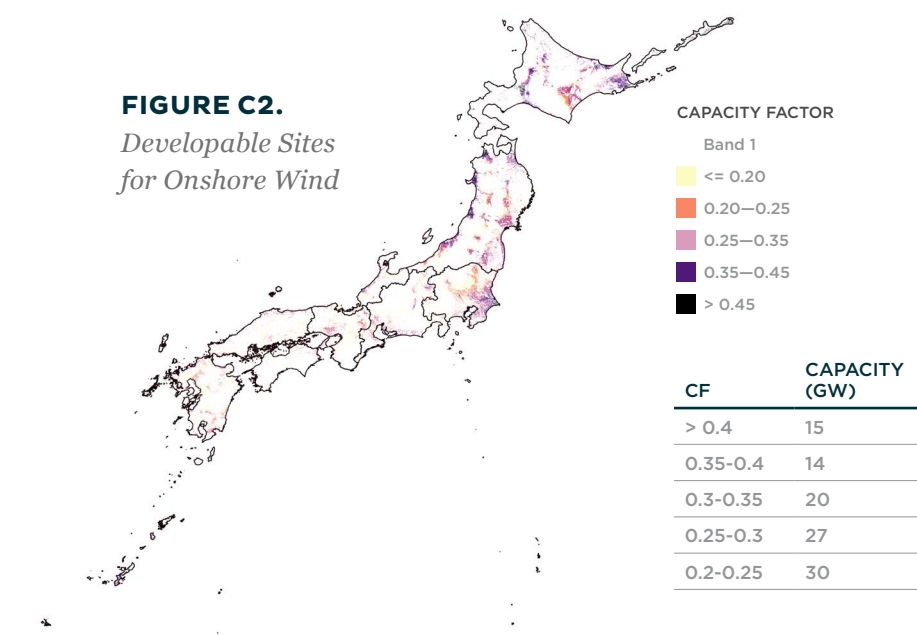
To estimate the quality of solar resource potential in each region, we use the resource data from Global Solar Atlas. Solar Atlas provides annual average solar capacity factors at 30 arcsec (~1 km) spatial resolution. This dataset and its wind counterpart, Global Wind Atlas, were developed by the World Bank. The Solar Atlas models solar generation using 10 years of meteorological data and creates an averaged solar capacity factor data. We combine the capacity factor data with the RE suitability data derived, after exclusions, to create a solar resource map of Japan (Figure C1). This map shows the capacity factor at all developable sites in Japan.



ONSHORE WIND

The methodology for estimating onshore wind resource potential is very similar to the method used for solar. We take the complete area of a region and remove the areas not suitable for wind development to estimate the resource potential. We use the same land cover, elevation, slope, and natural parks datasets as used for solar. However, we use different limits on elevation and slope as solar and wind have different slope and elevation considerations. We exclude areas with elevation greater than 3000m and slope greater than 11.31 degrees for onshore wind.

For land cover, we use the same criteria as solar and remove dense forests (i.e., forest with canopy > 70%), wetlands, moss and lichens, urban and builtup areas, areas with snow and ice, permanent water bodies, and open seas. The Global Wind Atlas provides the annual average wind capacity factors at 1 km spatial resolution. It was created using 10 years of hourly meteorological data, and then averaged to get an annual average capacity factor for a site. We combine the Wind Atlas capacity factor data with our developable sites data to get a wind resource map of Japan (Figure C2). This map shows the onshore wind capacity factors at all developable sites in Japan.



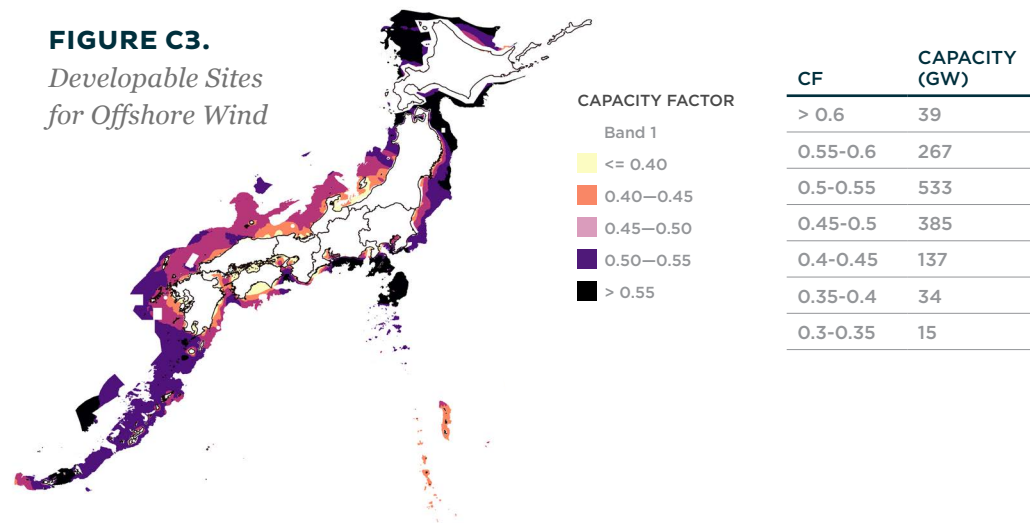
OFFSHORE WIND

To estimate the offshore wind resource potential, we use the map of the exclusive economic zone (EEZ) of Japan, ocean depth data, GIS datasets of the locations of defense areas and fishery zones. Surprisingly, we know very little about the topography of Earth’s oceans, even less than we know about the topography of Mars.

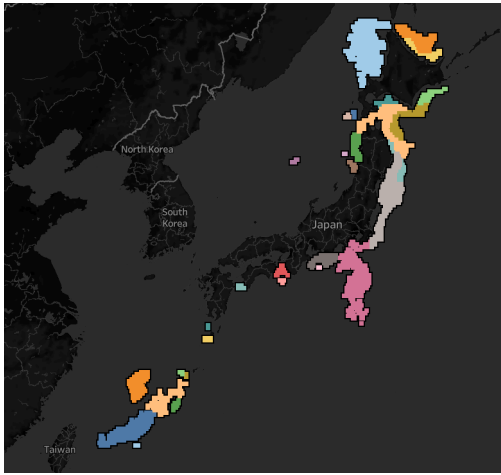
The best global bathymetry dataset available is from the General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO). GEBCO dataset has global coverage and has a spatial resolution of 500 m. We start with a map of the EEZ of Japan and remove sites with ocean depth greater than 1,000 m. We assume that sites with depth greater

than 1,000 m are currently not economically developable for offshore wind. The sites with ocean depth less than 60m are suitable for fixed bottom technology, and the sites with ocean depth between 60 and 1,000m are assumed to be suitable for floating wind technology.

These limits on technology suitability are derived from NREL which uses the same limits for the United States. We then removed areas which fall in the territory of defense areas and fishery zones. As we did for solar and wind, we combined this dataset with the capacity factor data from the Global Wind Atlas to create an offshore wind resource map for Japan, showing the capacity factor at all developable offshore locations (Figure C3). We then developed cluster the fixed bottom and floating wind sites using the Multivariate Spatially Constrained Clustering algorithm. The clustering was done so as to keep the spatially contiguous sites which have similar capacity factors in the same clusters. We create 30 clusters for floating wind and 10 clustering for fixed bottom offshore wind. Most of the Japanese offshore wind potential is at a ocean depth more than 60m so more clusters were created for floating offshore wind. The maps of the clusters are shown in Figure C4.



FLOATING



FIXED

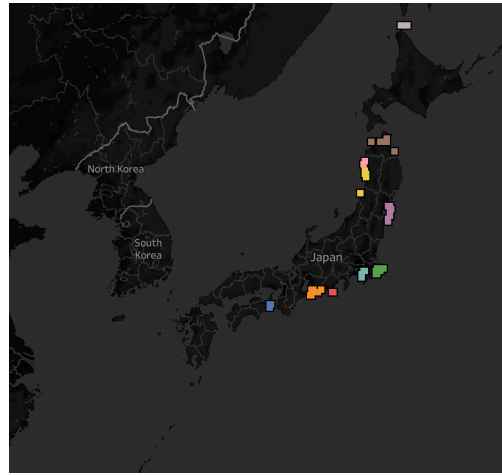


FIGURE C4. *Clusters for floating wind and fixed bottom offshore wind*

MODELING RESOURCE PROFILES

Here we describe the methodology used to create representative solar and wind hourly generation profiles for each region. We use the resource map dataset created in the previous section, i.e., the dataset with capacity factors at developable sites. In addition, we use meteorological data from reanalysis datasets. We extract wind speed, pressure, temperature, solar irradiance, etc., from reanalysis datasets and pass them through a software tool that models wind farms and solar parks to provide hourly solar and wind generation outputs. Several sites in a region are aggregated to create a representative generation profile for each region. The methodologies for solar, onshore wind, and offshore wind are discussed in detail below.

Solar

In the previous section, we created a gridded dataset of developable sites with annual average capacity factors. That gave us a technical resource potential, but not all sites which technically can be developed would actually be developed. The quality of resources drives the economics, and only the best resource sites actually get developed. To get a representative resource profile for each region, we need to find a sample of the best sites and aggregate their individual profiles.

For estimating the solar profile, we filter out the top 25 percentile of the sites with the highest capacity factor. To ensure that we do not select very low-capacity

factor sites, we only keep sites with capacity factors greater than 15%. From this pool of top sites in a region, we randomly select 2,000 sites. We then estimate hourly generation at each of these 2,000 sites and average them to create a representative solar profile for the region. Hourly meteorological data from ERA5 is used to estimate hourly generation at each of the 2,000 sites.

ERA5 is an hourly reanalysis dataset from European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF, 2020ECMWF, 2020ECMWF, 2020ECMWF, 2020ECMWF, 2020) and has a spatial resolution of 30 km x 30 km. ERA5 provides historical hourly data on wind speed, temperature, pressure, solar radiation, etc., at 137 pressure levels from surface up to a height of 80 km. To estimate solar generation, we extract the surface solar radiation downwards (ssrd), temperature at 2 m and u and v component of wind speed at 10 m height. To model solar generation at a site, we also need Direct Normal Irradiance (DNI) and Direct Horizontal Irradiance (DHI). The ssrd variable from ERA5 gives the Global Horizontal Irradiance (GHI), and we use GHI to estimate DHI and DNI.

NREL's DISC model provides empirical relationships between GHI and DHI, GHI and DNI, based on Maxwell, 1987. NREL's System Advisor Model (NREL, 2017) is used to model solar generation. The SAM software development kit takes GHI, DHI, DNI, temperature, and u and v wind components as inputs, and then outputs solar generation. We use a single axis system to simulate solar generation using SAM. The hourly generation at 2,000 sites is averaged to create a representative profile for the region.

Onshore Wind

The methodology for estimating onshore wind profiles is very similar to solar, and a similar method is used to select sample sites in each region. We filter the top 25 percentile of sites from the annual average capacity factor dataset developed while estimating resource potential. To avoid very low-capacity factor sites, we remove sites with capacity factors of less than 20%.

From this we randomly select 2,000 sites. We simulate hourly generation for a year for each of these 2,000 sites using the SAM model. We model a wind farm with 32 turbines, arranged in an 8 x 4 rectangular shape. SAM takes wind speed at the hub height of the turbine, wind direction, surface pressure, and temperature as inputs, and then gives hourly farm generation as output.

Meteorological data is taken from MERRA2. It provides wind speed at 10 m and 50 m, which are then scaled to the hub height of the wind turbine used. Surface pressure and temperature are also available from MERRA2. For simulating wind

generation, we used meteorological data from U.S. National Aeronautics and Space Administration (NASA)'s Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA2) dataset which has a spatial resolution of 0.5 deg x 0.625 deg. MERRA2 data is shown to have better accuracy for wind speeds than ERA5, for this reason, we select MERRA2 despite it having much lower spatial resolution compared to ERA5. The spatial resolution of MERRA2 is 0.5 deg x 0.625 deg, quite high for modeling wind speed, as winds can vary significantly by local topography. To account for some of the effects of local topography, we use the average wind speed data from Wind Atlas, which has a much higher spatial resolution of 1 km x 1 km. We create a scaling factor using the average wind speed data from Wind Atlas and average wind speed data from MERRA2. We scale the hourly wind speeds in MERRA2 by this factor to get a more accurate wind speed profile.

Corrected wind speeds are then passed through to SAM to get hourly generation. The hourly generation from 2,000 sites is averaged to get a representative profile for the region.

Offshore Wind

Because there are no predefined regional boundaries for offshore wind, we have to create artificial clusters to get representative profiles. We clustered the offshore wind sites into multiple clusters as discussed in earlier section. For each fixed and floating wind cluster we estimate one representative profile in each of the clusters. For the purpose of estimating profiles, we only keep sites with capacity factor greater than 40% in each of the clusters. We assume that only sites with capacity factor more than 40% are currently economically developable. We simulate hourly generations at each site using SAM. Wind speed and direction at hub height, temperature and pressure data is required for simulating wind generation in SAM. The hourly generation from all the sites in the cluster is aggregated to create a representative profile for each cluster.

APPENDIX D | CARBON PRICE SENSITIVITY

Carbon pricing is a policy instrument widely used to reduce CO₂ emissions around the world. Japan's current carbon price (as of 2022) is 289 JPY/t-CO₂. The Japanese government is currently planning to introduce a new emissions trading scheme, which includes electric power sector starting in 2026 (GoJ, 2022a).

In this sensitivity analysis, we relax constraints on the clean energy target (i.e., 90% of electricity generation comes from clean energy by 2035) and the coal phaseout (i.e., coal generation is phased out by 2035) in the capacity expansion modeling. We raised carbon price on CO₂ emissions at various rates to examine the effect of carbon price levels on generation mix and CO₂ emissions. Under the original scenarios, carbon price is constant at 289 JPY/t-CO₂. In this sensitivity analysis, we set the target carbon prices in 2035 at 2,000 JPY/t-CO₂, 3,000 JPY/t-CO₂, 4,000 JPY/t-CO₂, 5,000 JPY/t-CO₂, and 6,000 JPY/t-CO₂. We assume that the carbon prices linearly increase from 289 JPY in 2025 to the target carbon price in 2035, as shown in Figure D1.

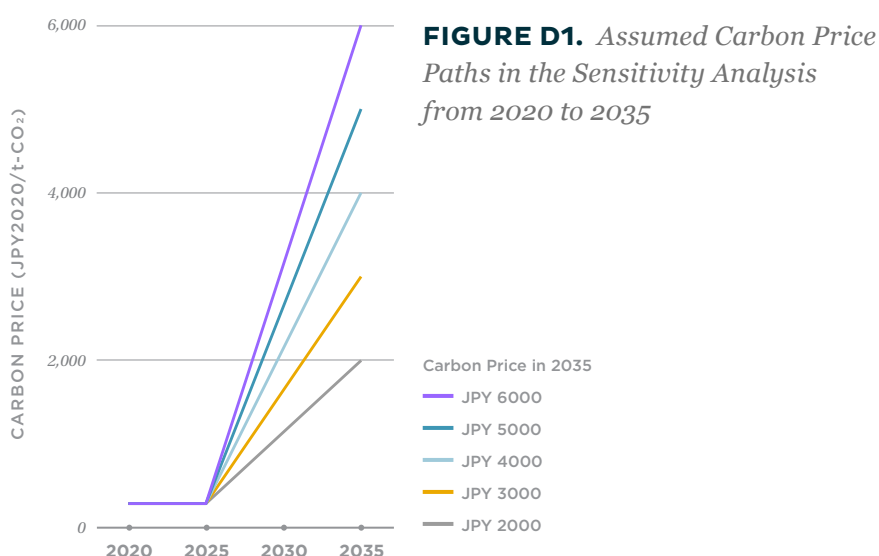


Figure D2 summarizes the generation mix and emissions in 2035 with different carbon prices. Without 90% clean energy target or coal phaseout constraints, coal is competitive with natural gas plants and operates in 2035, unless carbon price is raised to 6,000 JPY/t-CO₂. With the level of carbon price, clean power accounts for 91% of generation, and coal power accounts for less than 0.4% of generation.

Due to high emission coefficient of coal power plants, emission reduction depends on the capacity factor of coal plants. Even if clean energy sources (i.e., renewables and nuclear) account for 80% of electricity supply with 2,000 JPY/t-CO₂ carbon price, its emissions reduction is only 69% from the 2020 level. Increasing carbon price level reduces coal plant operation, resulting in significant decline in CO₂ emissions, up to 7% of the 2020 level. This implies that emissions reduction requires substantially raising carbon prices from the current level; renewable energy deployment is not sufficient in terms of climate change mitigation. This level of carbon price would also enable a 90% clean energy grid, if institutional and societal barriers for clean energy deployment are lifted.

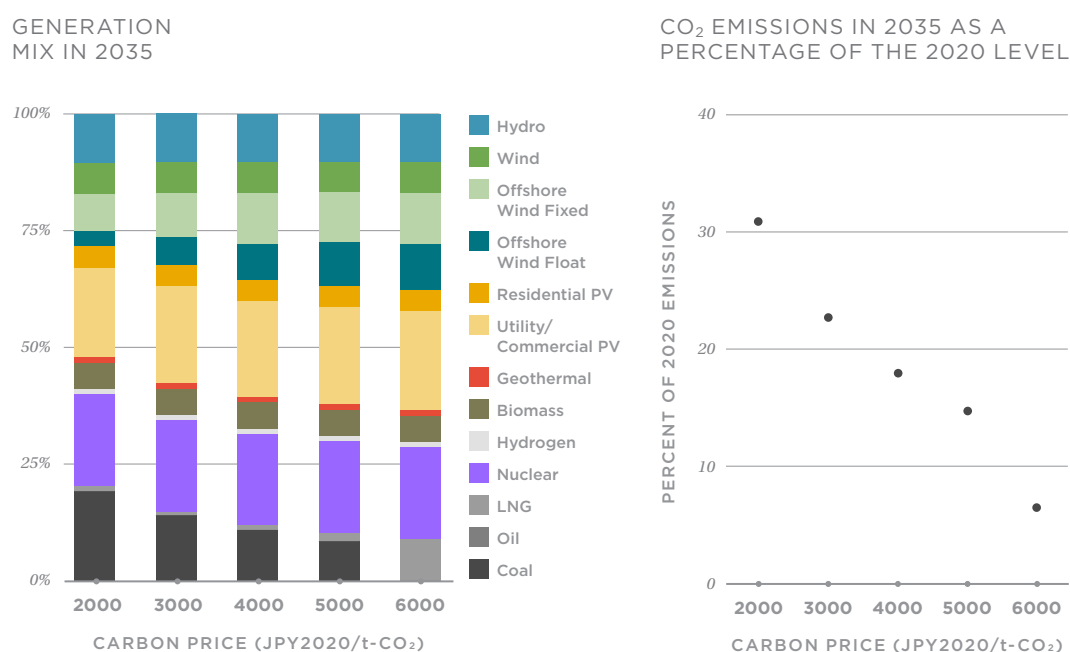


FIGURE D2. *Generation Mix and CO₂ emission in 2035 under different carbon price targets*

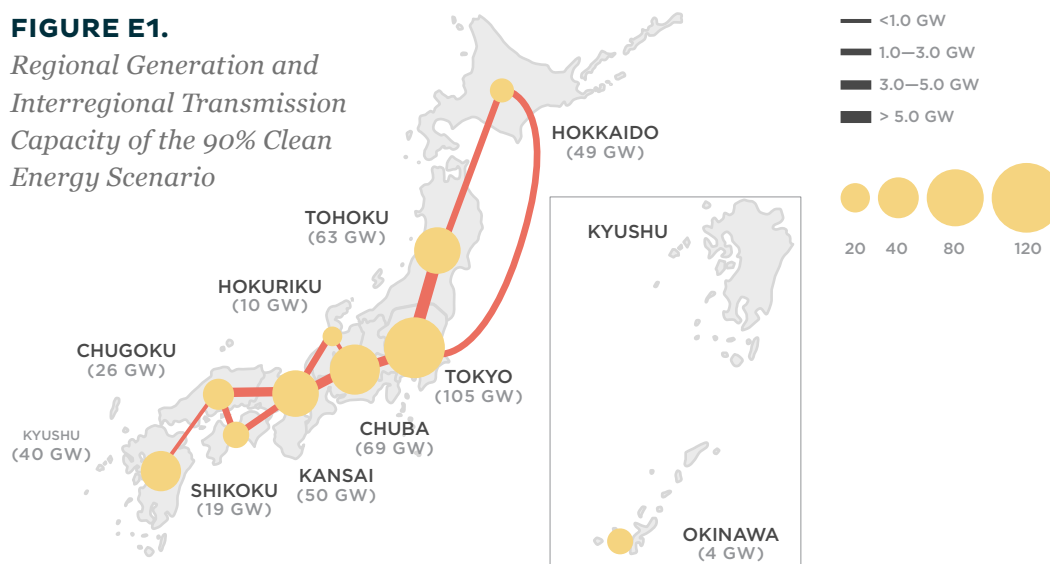
APPENDIX E | REGIONAL RESULTS OF BASE SCENARIO

Figures E1, E2, and E3 summarize the regional distribution of the least-cost capacity mix in 2035 under the 90% Clean Energy Scenario with base fuel costs and the generation mix. The capacity mix and generation mix are significantly different, depending on the existing generation, pumped hydropower storage, and transmission capacity, plus various types of additional renewable energy potential.

While wind resources are geographically concentrated in particular areas, solar PV is widely available across the regions. Abundant, high quality onshore and offshore wind resources located in Tohoku and Hokkaido are utilized with 6 GW of the new transmission lines to send the wind energy to Tokyo. As a result, 100% of the electricity is supplied by clean energy in these northern regions, representing 45% of wind capacity. In Shikoku and Okinawa, about 40% of the electricity is supplied by offshore wind as well. Solar PV provides 38% and 37% of electricity supply in Tokyo and Chugoku regions. The share of solar and wind (VREs) is more than 50% in six regions (Hokkaido, Tohoku, Tokyo, Chubu, Shikoku, and Okinawa). Battery storage, pumped-hydro storage, natural gas plants, hydro plants, and interregional transmission lines collectively provide operational flexibility to integrate such a high VRE share.

FIGURE E1.

Regional Generation and Interregional Transmission Capacity of the 90% Clean Energy Scenario



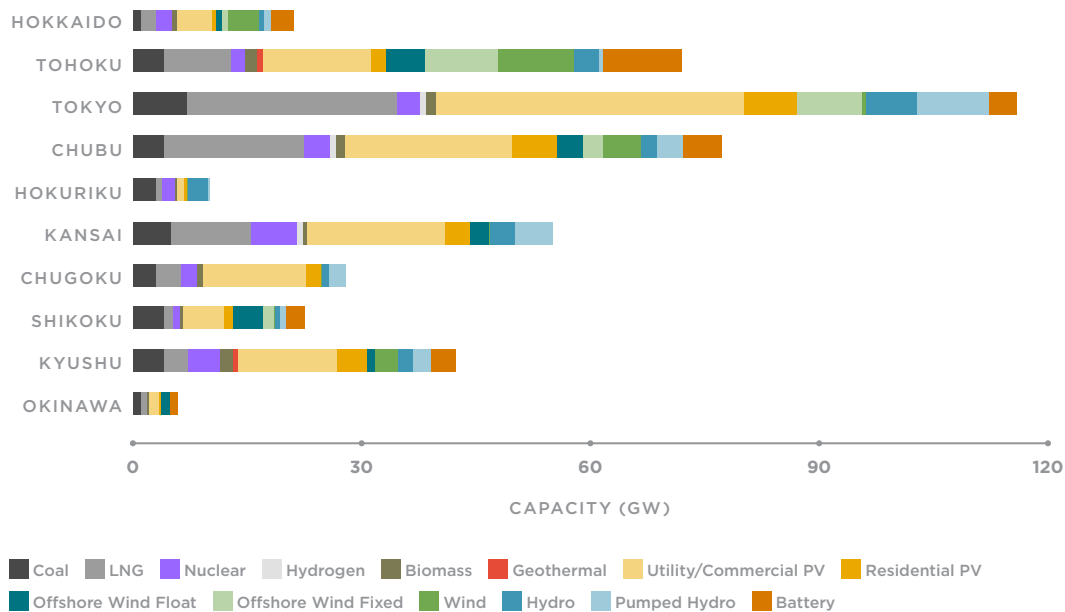


FIGURE E2. 2035 Generation Capacity by Region under the 90% Clean Energy Scenario

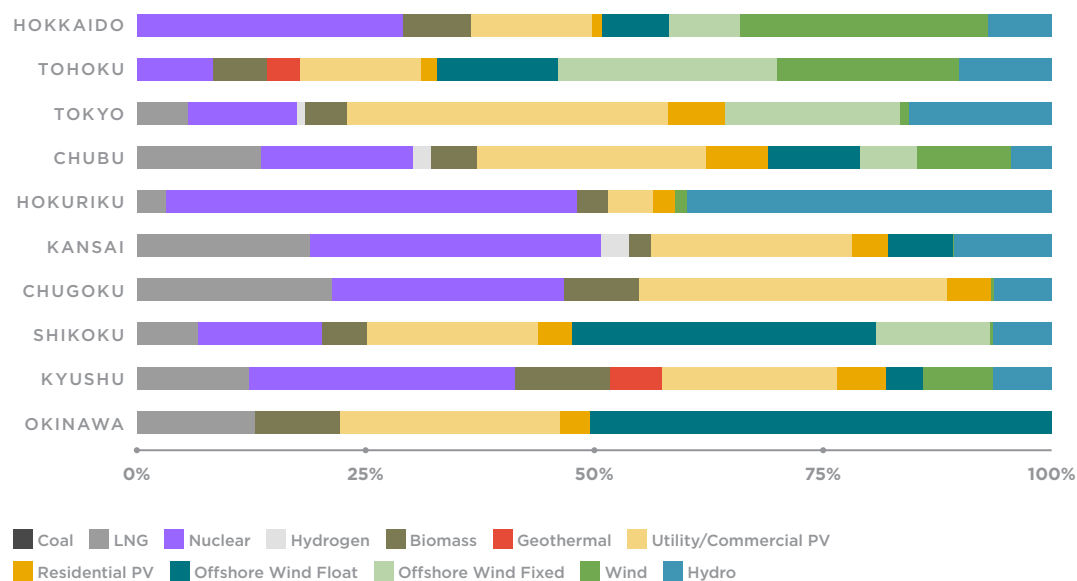


FIGURE E3. 2035 Generation Mix by Region under the 90% Clean Energy Scenario

APPENDIX F | SENSITIVITY ANALYSIS

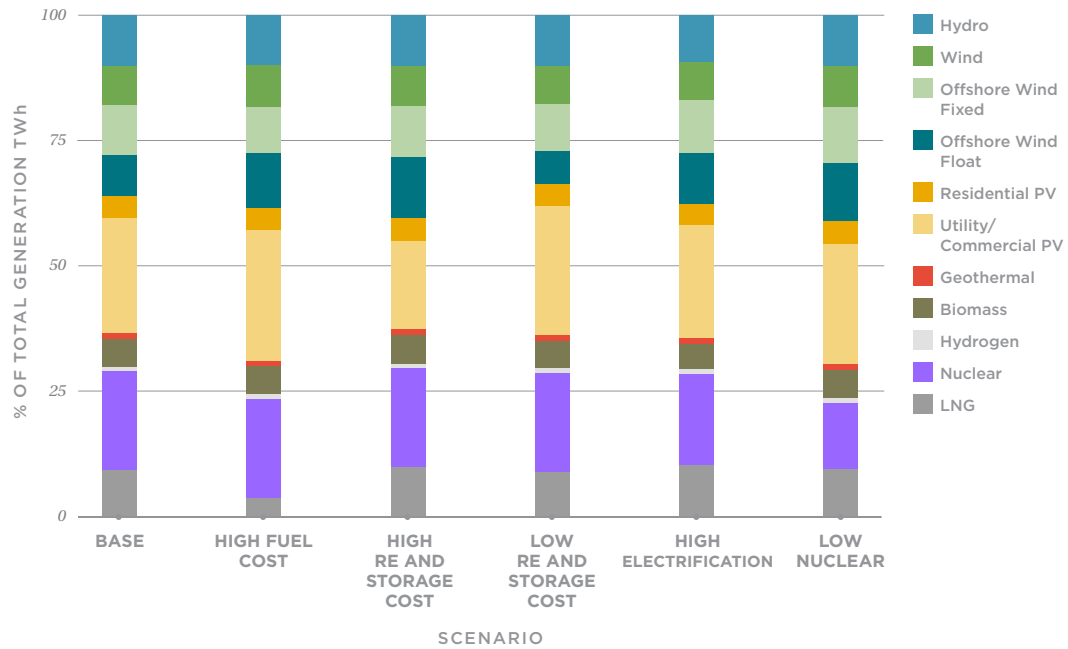


FIGURE F1. 2035 Generation Mix of All Scenarios

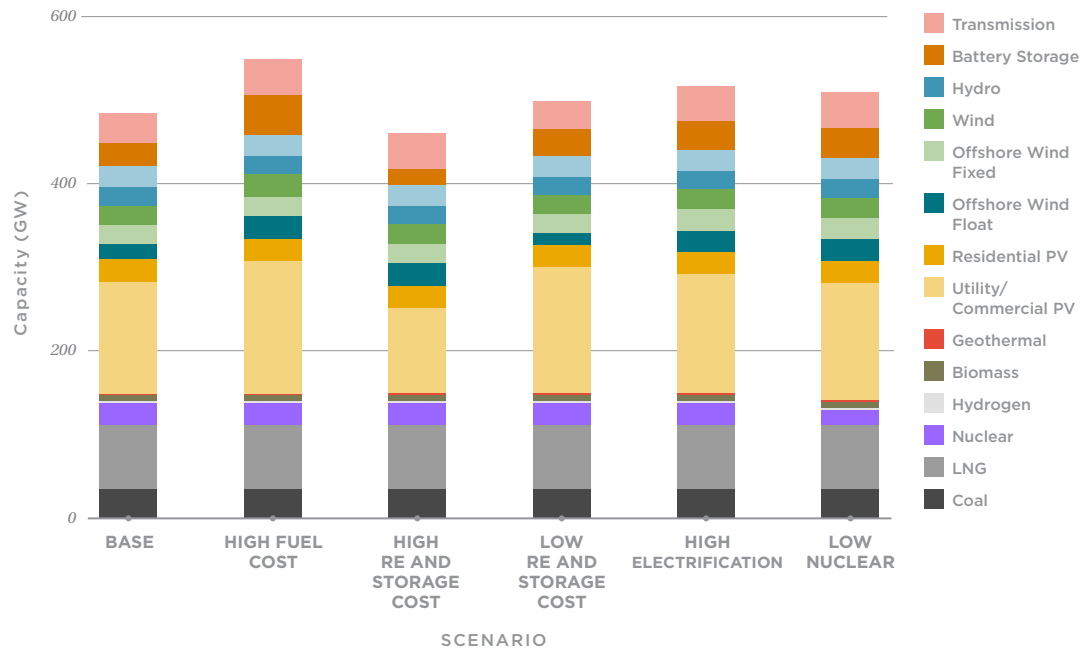


FIGURE F2. 2035 Capacity Mix of All Scenarios



2035年日本レポート

電力脱炭素化に向けた戦略

著者

白石 賢司^{1,2}, Won Young Park¹, Nikit Abhyankar^{1,2}, Umed Paliwal^{1,2},
Nina Khanna¹, 諸富 徹³, Jiang Lin^{1,2*}, and Amol Phadke^{1,2*}

¹ 米国ローレンス・バークレー国立研究所

² 米国カリフォルニア大学バークレー校

³ 京都大学

*責任著者



BERKELEY LAB

LBNL-2001526



要旨

日本は深刻なエネルギー安全保障リスクを抱えている。電力部門においてほぼすべての燃料を輸入に依存し、クリーンエネルギーが発電電力量に占める割合はわずか24%にすぎない。本研究は、太陽光発電、風力発電(特に洋上風力発電)、蓄電池技術のコスト低下トレンドにより、2035年にクリーンエネルギーが発電電力量に占める割合を90%にまで高められることを示した。またこれにより、電力コストを6%削減し、液化天然ガス(LNG)と石炭の輸入依存をほぼ完全に解消し、電力部門からのCO₂排出を劇的に削減できることが明らかになった。更に、LNG火力発電所の新設や石炭火力発電所の稼働がなくなるとも、電力部門の信頼性が確保されることが示された。これらの経済、環境、エネルギー安全保障における多大な便益を具体化するためには、2035年までにクリーンな電力を90%まで高める政府目標や、そうした目標に一致した再生可能エネルギー導入目標などの強力な政策が必要となる。



免責事項

本報告書に記載されている情報は正確であると考えられるが、米国政府もその機関も、カリフォルニア大学評議員も同大学職員も、公表するいかなる情報、装置、製品、プロセスに関しても、その正確性、完全性、有用性について、明示・黙示に関わらず一切の保証を行わず、法的責任も負わない。また、その使用が私有権利を侵害しないと表明するものでもない。本報告書において特定の製品、プロセス、サービスの商品名、商標、製造者などが言及されることがあっても、それは必ずしも米国政府もしくはその機関、またはカリフォルニア大学評議員による承認、推奨、支持を意味せず暗示もしない。本文書に示される著者の見解や意見は、必ずしも米国政府もしくはその機関、またはカリフォルニア大学評議員の見解や意見を表明するものでも反映するものでもない。

アーネスト・オーランド・ローレンス・パークレー国立研究所は、機会均等の雇用者である。

著作権について

本文書は、ローレンス・パークレー国立研究所に所属する著者が、米国エネルギー省との契約(契約番号DE-AC02-05CH11231)の下で作成した。米国政府は、本文書の出版もしくは転載について、または米国政府のために他者がこれを行うことについて、非独占的で、取り消し不能な、一括払い方式の全世界対象のライセンスを保持する。また発行元は、本文書を出版目的で受諾することにより、米国政府が上記を保持することを認める。

専門審査委員会

以下の諸氏が専門審査委員会の委員である。委員会は本研究の設計と評価に関して意見を述べ、助言を提供したが、報告書の内容と結論についての一切の責任は、誤りや漏れがあった場合を含め、著者が負うものである。委員の所属先は、いかなる意味においても、それらの機関が本文書を支持・承認することを意味しない。

高村 ゆかり | 東京大学

小宮山 涼一 | 東京大学

永田 哲朗 | 京都大学

櫻井 啓一郎 | 国立研究開発法人産業技術総合研究所

黒崎 美穂 | 鎌倉サステナビリティ研究所| 独立アナリスト

謝辞

本報告書には、クライメート・インペラティブ財団より資金支援を得た。本報告書の作成にあたり、以下の諸氏より貴重な技術的支援、意見、考察、協力を得た。

平田 仁子、渡辺 千咲 | Climate Integrate

James Hyungkwan Kim | ローレンス・パークレー国立研究所

安田 陽 | 京都大学

加藤 仁 | 日本風力発電協会

増川 武昭、杉本 完蔵 | 太陽光発電協会

Anya Breitenbach | Forge & Foundry Strategic

Annie Dore | Beespring Designs



目次

エグゼクティブ・サマリー	1
1 序論	10
2 手法およびデータの概要	13
2.1 政策シナリオ	13
2.2 モデリングの手法	15
2.3 モデリングに用いた主要データ	17
2.4 感度分析	22
3 主な結果	24
3.1 再エネと蓄電池の大量導入により、日本は90%クリーンで信頼性のある電力システムを構築できる	24
3.2 クリーンエネルギーの導入により卸電力費用を6%削減できる	32
3.3 クリーンエネルギーを90%まで高めることで、化石燃料輸入費用を85%減らし、日本のエネルギー安全保障を強化することができる	36
3.4 再エネ導入を加速して90%クリーンな電力システムを実現することは可能である	37
3.5 クリーンエネルギーによりCO2排出量を92%削減し、環境に大きな便益をもたらすことができる	40
4 補足事項および今後の研究	42



5 結論および政策への示唆	4
5.1 主要な結論	43
5.2 考えられる今後の取組	44
参考文献	50
付録A モデリング手法	54
付録B モデリングの入力データ	56
付録C 太陽光・風力発電プロファイル	60
付録D 炭素価格に対する感度分析	67
付録E 各地域のクリーンエネルギー・シナリオの結果	69
付録F 感度分析	71

エグゼクティブ・サマリー

世界的なエネルギー危機が日本の国民と経済に重大な試練をもたらしている。日本は一次エネルギー消費量の約90%を海外からの輸入化石燃料に依存している。だがその一方で、太陽光発電、風力発電、蓄電池の技術的進歩とコストの大幅な低下により、CO₂排出量を削減し、2050年のカーボンニュートラル目標に近づくような、クリーンな電力を安価に発電する新たな機会が生まれている。

脱炭素化における最も重要な戦略は、クリーンな電力の供給を大幅に増やし、化石燃料の使用をなくすることだ。クリーンな電力としては、太陽光と風力を中心とした再生可能エネルギー（再エネ）が主な選択肢となる。これを原子力発電と液化天然ガス（LNG）火力発電が補完する。本研究では、太陽光、風力、水力、バイオマス、地熱、水素、原子力発電など、二酸化炭素（CO₂）を直接排出しない電源による発電を「クリーンエネルギー」と定義する。

日本は、クリーンエネルギーによる発電を、2019年度の24%から2030年度に59%まで増加させる短期的な目標を掲げている。本研究では、コスト削減、信頼性確保、排出削減の観点から、2035年までに発電部門における化石燃料の使用をさらに削減するために必要な要素について検討する。



本研究では、以下の3つの重要な問題を取り扱う。

昨今の風力、太陽光、蓄電池のコスト低下は、再エネ開発の速度と規模にどのような影響を及ぼすか。

電力需要の伸び、化石燃料価格、再エネやエネルギー貯蔵(蓄エネ)のコストなどの避けがたい不確実性を考慮した上で、技術的・経済的に実現可能なクリーンエネルギー目標とはどのようなものか。

迅速なクリーンエネルギーへの移行は、どのように環境・経済面での便益の具体化と化石燃料輸入依存による安全保障リスクの抑制を可能にするか。

本研究では、最新の詳細な最適設備計画モデル(capacity expansion model)と1時間単位の経済給電モデル(economic dispatch model)による最適化計算を行い、クリーンエネルギー政策の中核となるシナリオ(以下「クリーンエネルギーシナリオ」という)が2020～2035年という期間に日本に与える影響を検討した。この中核となるクリーンエネルギーシナリオは、2030年の日本の非化石エネルギー目標を達成した上で、更に2035年のクリーンエネルギー90%にいたる推移を評価するものである。本研究では、このクリーンエネルギーシナリオに加え、再エネ及び蓄電池のコスト、化石燃料価格(2022年の価格水準)、電力需要、原子力発電所の稼働年数に関する感度分析を行った。

分析の結果、2035年までに電力の90%をクリーンエネルギーで供給することは実現可能であり、信頼性¹を確保しつつ、経済性も高いことが示された。再エネを急速に拡大し、クリーンな電力で他部門の電化を進めることにより、日本はカーボンニュートラル目標に向けた取り組みを加速させ、気候変動対策を進めることができるだろう。

¹ 停電の起こりにくさを評価する信頼性(信頼度)には、発電設備等の新增設計画策定時に十分な設備容量を確保しているかに係るアデカシーと、系統運用時に事故や負荷の急変等が生じた際に安定的に運用が維持できるかに係るセキュリティの両面が存在するが、本研究では前者を検討した。



主な結果

表ES-1に本報告書の主要な結果をまとめた。以下、本表をもとに議論を進める。

表 ES1. 本報告書のモデル分析で明らかになった日本の電力システムの特徴

	現在の電力システム (2023)	クリーンな電力システム (2035)
電力システムの脱炭素化		○
電力システムの信頼性の確保	○	○
電力コストの低下		○
再エネの拡大		○
環境コストの削減		○
エネルギー自給率の向上		○

90%クリーンな電力システムを2035年に実現するには強力な政策が必要である

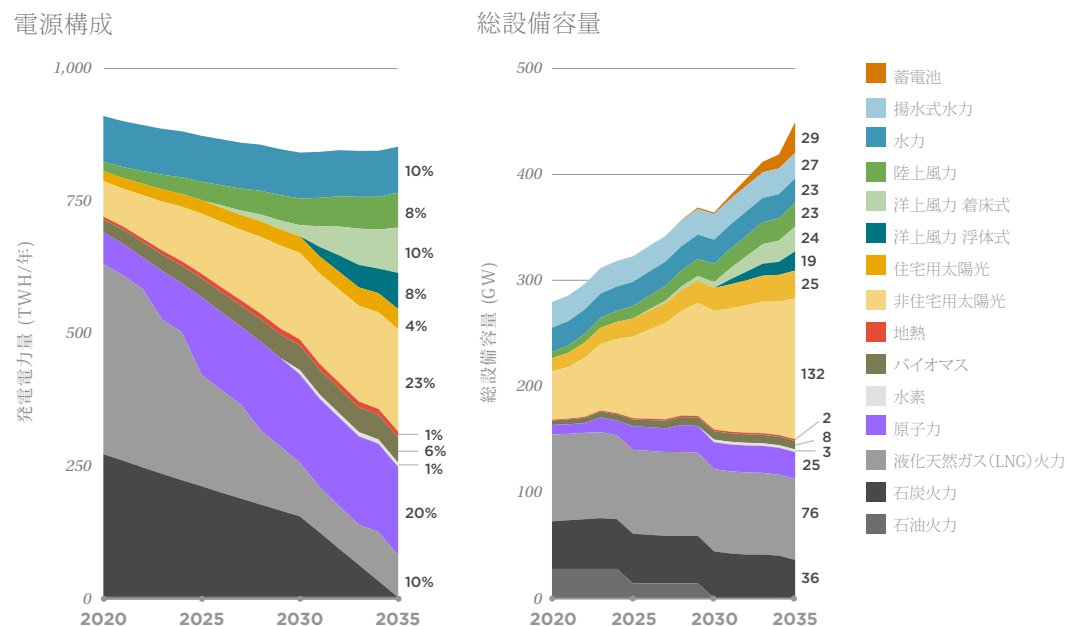
クリーンエネルギーシナリオは、強力な政策によって2035年に90%クリーンな電力供給が行われることを前提としている。日本の電力部門を速やかに転換するためには、制度、市場及び規制の変更が必要になる。



石炭火力による発電やLNG火力の新設がなくとも、日本で90%クリーンで信頼性のある電力システムは構築できる

変動性再生可能エネルギー(VRE)が主力電源化した際の日本の電力システムの信頼性については、長期にわたって議論が続いてきた。本研究は、太陽光や風力の導入と蓄電池や地域間連系線の新設を加速し、既存の火力発電の一部を活用することで、90%クリーンな電力システムが供給予備力と運転予備力を維持しつつ日本の電力需要を満たしうることを示した。蓄電池設備を116GWh(29GW)導入し、地域間連系線を11.8GW新設し、これに既存の柔軟性のある発電(出力調整可能な水力発電、揚水式水力発電、LNG火力)を組み合わせることで、再エネによる発電量が低い時や電力需要が高い時でも、経済的に需給バランスを保ちつつ90%クリーンな電力システムを運用することができる。

クリーンエネルギーシナリオの下では、太陽光と風力を中心とする再エネが2035年に年間発電電力量の70%を占めた。同年の原子力発電とLNG火力発電の割合はそれぞれ20%、10%となった。2019年度に発電電力量の32%を供給した既存の石炭火力発電は2035年までにゼロになり、化石燃料を使用する火力発電所の新設は行われなかった。



図ES1. クリーンエネルギーシナリオにおける電源構成と総設備容量(2020-2035)

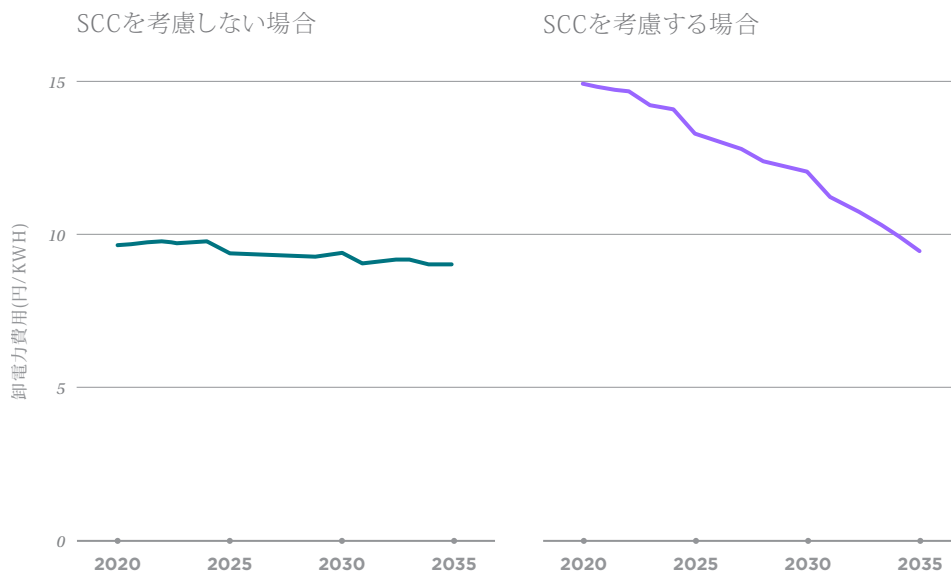


90%クリーンな電力システムの費用は現在より低下する

クリーンエネルギーシナリオでは、再エネと拡充した蓄エネ及び地域間連系線を組み合わせることにより、石炭およびLNGを燃料とする既存の火力発電の大部分を置き換えた。また、電力システムの信頼性を確保しつつ、卸電力コストが削減された。これは、太陽光・風力発電設備、蓄電池、送電インフラの新設に伴う費用の増加分が、今日の典型的な火力発電所の稼働に必要な化石燃料費、運用・保守(O&M)費用、および固定費よりも小さいことによる(図ES2)。

このことは、再エネ導入を一段と加速させ、2020～2035年に平均で年間10GW増加させれば、平均卸電力費用を2020年水準から実に6%削減できることを示している。卸電力費用には、発電及び蓄エネの費用と、地域間連系線への追加投資が含まれる。更に、炭素の社会的費用(SCC)も考慮すると、クリーンエネルギーシナリオでは、SCCをトンあたり12,980円、割引率を2.5%とした場合(Rennert らの2022年の最新の研究による)、卸電力費用は2035年には2020年と比べ36%低下する。なお、本報告書の全てのシナリオは「地球温暖化対策のための税」(CO2排出量トンあたり289円(2.6ドル)を課して最適化計算を行っているが、ここで示したSCCは課していない。

既存のLNG火力発電所は、季節や日をまたいで変動する電力需要と太陽光及び風力による発電のバランスを保つのに有効である。LNG火力発電所の維持により、そうした変動への対応に求められる長期エネルギー貯蔵(long-duration energy storage)と追加的な再エネの導入量を減らすことができる。



図ES2. クリーンエネルギーシナリオにおける2020年から2035年までの卸電力費用の推移 (2020年日本円。左図と右図はそれぞれ炭素の社会的費用(SCC)を考慮しない場合と考慮する場合)

90%クリーンな電力システムは化石燃料輸入を85%削減し、日本のエネルギー安全保障を大幅に強化できる

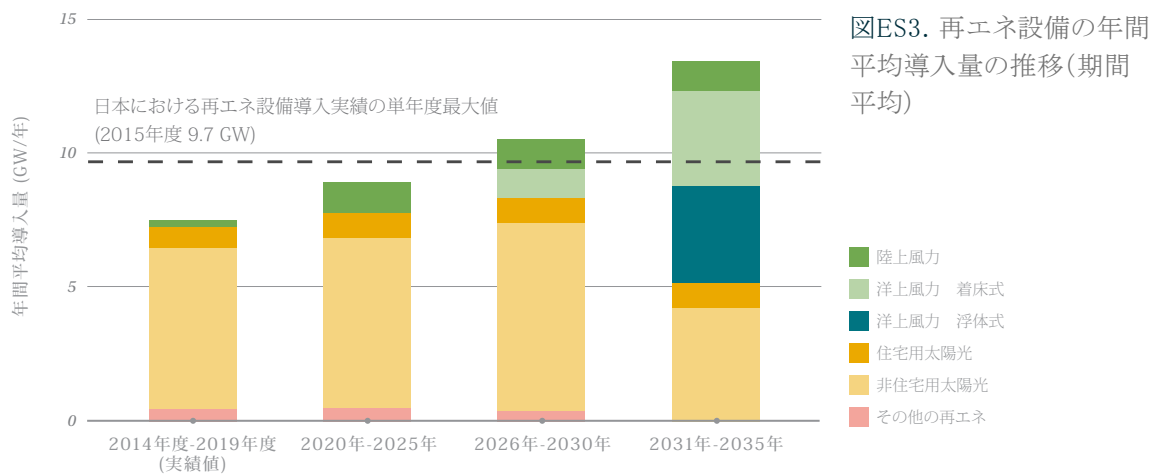
クリーンエネルギーシナリオでは、発電用の石炭とLNGの輸入費用が2020年の3.9兆円から2035年の5900億円まで85%減少する。2022年水準の石炭とLNG価格を用いた高燃料コスト感度シナリオでは、石炭およびLNGの輸入費用の削減額はさらに大きくなる。90%クリーンな電力システムのメリットは電力料金の低下にとどまらない。日本国内の再エネ資源を最大限活用することで、輸入化石燃料に深く依存する現状が大幅に改善される。日本のエネルギー安全保障を強化し、高騰する国際的な化石燃料価格から日本の消費者と経済を守ることができる。

再エネ導入を強化して90%クリーンな電力システムを実現することは可能である

クリーンエネルギーシナリオの下で、再エネの総設備容量は2020年の90GWから2030年には188GW、2035年には254GWまで増加する(図ES1)。特に風力と太陽光の導入を加速させることで、90%クリーンな電力システムの実現が可能になる。

2020年から2035年までの平均では、毎年10GWの再エネ設備を新たに導入する必要がある。これは、日本における年間再エネ導入量の単年最大実績である9.7GW(2015年度)に匹敵する規模であり、容易ではないが実現可能である(図ES3)。

2020年代は太陽光が再エネ導入の大半を占める。2030年代に入ると、設備利用率が高く、コストダウンが見込まれる洋上風力が再エネ導入の中心となる。こうしたクリーンエネルギーへの移行には、制度、市場、および規制における障壁を迅速に取り除くことが必要である。それとともに、変動性再エネを中心とする発電と電力需要とのバランス確保のため、蓄電池と地域間連系線を速やかに強化することが求められる。



クリーンエネルギーにより電力部門のCO₂排出量を92%削減できる

2035年までに電力の90%をクリーンエネルギーにすることで、二酸化炭素(CO₂)排出量を大幅に削減し、環境面での大きな便益が得られる。クリーンエネルギーシナリオでは、2035年には電力部門の総CO₂排出量を2020年比で92%削減できることが示された。2035年に削減される3億4500万トン(CO₂換算)という年間排出量は、2019年度の日本の総CO₂排出量の約3割に相当する。また、排出原単位は2020年の404kg-CO₂/kWhから2035年には36kg-CO₂/kWhまで91%低下する。この排出原単位の劇的な低下により、交通や暖房など、他部門の電化による脱炭素化の効果が高まる。

さらに、化石燃料を使用する火力発電所から排出される微粒子状物質(PM_{2.5})、二酸化硫黄(SO₂)、窒素酸化物(NO_x)、重金属(水銀、カドミウム、ヒ素、クロム、ベリリウムなど)への市民のばく露も抑えられる。このため、健康面で非常に大きな便益をもたらす、健康被害や医療費が抑制される可能性がある。

クリーンエネルギーの導入費用を抑えるために、政策、市場および土地利用に関する障壁を取り除く必要がある

迅速で経済的な90%クリーンな電力システムへの移行には、制度、市場および規制に関する障壁を取り除く、一貫して継続的な政策支援が求められる。クリーンエネルギーシナリオの下では、再エネ電力の割合が2020年から2035年に渡って急増する。再エネ普及を加速させるための政策や規制の強化を速やかに始める必要がある。

以下に、本研究結果を踏まえた提言の概要をまとめた。この提言が、日本が直面するエネルギーと気候の危機に取り組むための政策や企業方針の議論の一助となることを期待する。

2030年以降の中期的な政策目標を策定する

2035年及びそれ以降の再エネ発電の導入、および石炭火力発電の段階的廃止について中期的な目標を設定し、政策および市場の不確定要因を減らす。

中期的な政策目標を達成できるよう、研究開発・実証(RD&D)やカーボンプライシング(炭素の価格付け)を含む一貫性ある政策パッケージを策定する。

環境外部性を緩和し、再エネ導入と石炭火力発電の段階的廃止を加速させる

- 再エネの普及を加速させるために、フィードインプレミアム(FIP)制度を含む固定価格買取(FIT)制度やオークションを強化する。
- 石炭火力発電の段階的廃止を加速させるために炭素価格を上げる。
- カーボンプライシングによる収入の一部を、電力システムの脱炭素化に必要なイノベーションに関する研究開発・実証に投資する。

急速な再エネ普及を妨げる制度的、社会的な障壁を低くする

- 地形および土地利用区分から見て適格な再生可能エネルギーゾーン(REZ)を設定し、許認可と再エネ導入の遅延を避ける。
- 送電網の整備計画に当該ゾーニングのプロセスを統合する。
- 計画段階の早期にステークホルダーの参加を得て、市民の意見を取り入れるとともに支持が得られるよう努める。

重点的支援を通じた公正なエネルギー移行

- 地域社会や企業に対する移行支援プログラムを通して、石炭の段階的廃止による社会的、経済的な影響を低減する。
- カーボンプライシングによる収入の一部を家庭や企業に還付して光熱費を低減し、負担の削減をはかる。

電力システムの信頼性を確保し、運用面での柔軟性を強化し、エネルギー効率を高める

- エネルギー貯蔵、デマンドサイドマネジメント (DSM) や施策、柔軟性のある発電などの柔軟性資源のために、市場および収益性のあるビジネスモデルを構築する。
- 基準・規制の設定や資金的優遇措置の導入を通して、費用対効果の高いエネルギー効率向上への投資を促進する。

こうした政策支援によって日本の電力システムを速やかに脱炭素化することで、他部門においても、迅速かつ広範な電化を通じて排出量削減を進めることができる。そして日本のCO₂排出量は削減され、2050年のカーボンニュートラル実現への道が開かれるだろう。

1 序論

世界第三位の経済大国である日本は、ロシアのウクライナ侵攻を受けて深刻なエネルギー危機に直面している。電力価格を抑えつつ、エネルギー安全保障を確保し、気候変動目標を達成するために温室効果ガス(GHG)排出量を大幅に削減する必要がある。日本は平均気温の上昇を1.5℃に抑える国際的な目標に対し、2030年までに発電の59%をクリーンエネルギーに移行し、2050年までにカーボンニュートラルを実現することを国際公約としている。

日本国内で供給される一次エネルギーは2020年度時点でわずか11.2%であり(日本政府、2021b)、日本の国民と経済は国際エネルギー価格の激しい変動にさらされている(図1)。液化天然ガス(LNG)火力発電所と石炭火力発電所は、いまだに日本の発電電力量のおよそ80%を占めている。国際エネルギー価格の急騰により、2022年の日本の卸電力価格は22.6円/kWhに上昇し、それ以前の10年間の平均値の倍になった(2012~2021年は11.5円/kWh)。



日本政府は2050年までにカーボンニュートラルを実現することを目指している(日本政府、2021a)。またパリ協定のもとで、日本政府は2030年の温室効果ガスの排出削減目標(国が決定する貢献(NDC))を26%から46%削減まで引き上げたところである(2013年度比。日本政府、2021d;日本政府、2021e)。2030年と2050年を目標年とするこれらの野心的な削減目標を達成するには、再生可能エネルギー(再エネ)の普及を加速させるとともに、石炭火力発電所の段階的廃止を急ぐ必要がある。

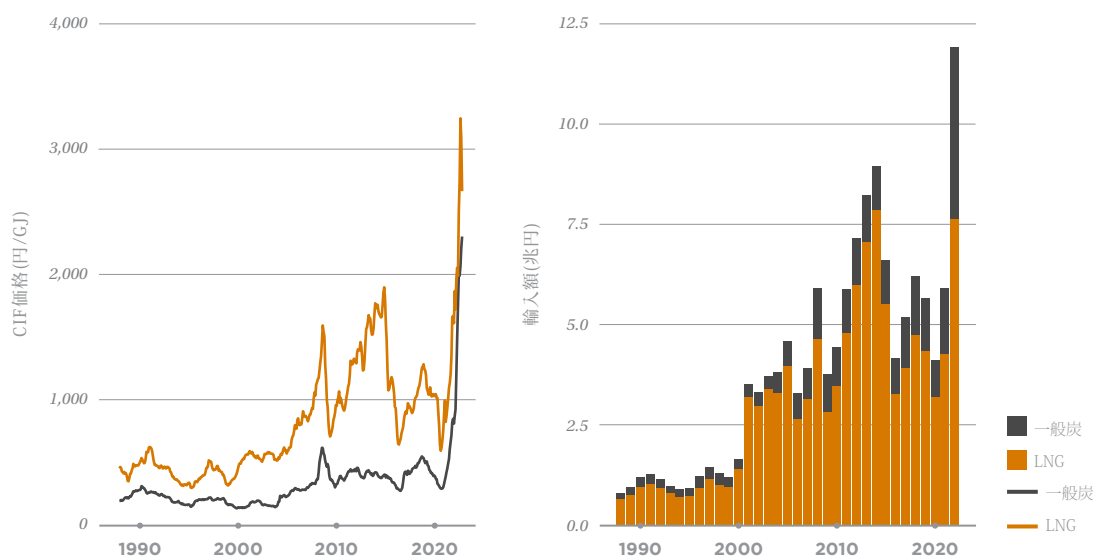


図 1. 一般炭とLNGのCIF(運賃保険料込み)価格および日本の年間輸入額

注:一般炭は発電に一般的に用いられる石炭。

急騰する化石燃料価格、世界的な化石燃料供給の逼迫、野心的な気候目標は、クリーンエネルギーへと移行することに強い動機を与える。米国、インド、中国の分析から明らかのように、太陽光、風力、蓄電池の技術革新と急激な費用低下によって、エネルギー安全保障を改善し、国内エネルギー資源を最大限に活用しながら、発電関連の排出量と費用を削減することが可能になった(Bistline et al., 2022; Abhyankar et al., 2021, 2022; Phadke et al., 2020)。特に日本のように国産エネルギーに乏しい国では、エネルギー危機の解決のためにクリーンエネルギー導入を加速することの経済的なメリットが大きい。また、世界の気温上昇を1.5℃以下に抑えて気候変動の壊滅的な被害を避けるためには、世界のCO2排出量を2030年までに半減させる必要がある(IPCC, 2018)。このことから、日本はクリーンな電力への移行を加速させる必要がある。

本研究では、2035年までに日本が発電電力量に占めるクリーンな(非化石)エネルギーの割合を90%まで増やすことの技術的な実現可能性、費用、および様々な影響について検討する。具体的には、3つの重要な問いに答えることを試みる。

昨今の風力、太陽光、蓄電池の費用低下は、再生可能エネルギーの開発の速度と規模にどのような影響を及ぼすか。

電力需要の伸び、化石燃料価格、再エネや蓄電の費用などの避けがたい不確実性を考慮した上で、技術的・経済的に実現可能なクリーンエネルギーの目標とはどのようなものか。

クリーンエネルギーへの移行を速めることによって、どの程度、環境・経済面の便益、輸入燃料依存の安全保障リスクの低減が可能になるのか。

電力部門は日本の環境目標を達成する上で重要な役割を担う。非化石エネルギー電力比率を高めつつ、運輸、産業および建築部門の電化を進めることで、大幅な排出量削減が可能になる。

この研究は、増加を続ける世界各国の電力システムの再エネ主力化と脱炭素化に関する多くの研究や分析を参照した。近年、日本の電力システムにおいて変動性再エネの割合を高めた場合の運用や費用の影響に関し、短期(例: Komiyama and Fujii, 2014; Komiyama and Fujii, 2017; Komiyama and Fujii, 2019; Komiyama and Fujii, 2021)や2050年(例: Matsuo et al., 2018; Matsuo et al., 2020)の時間軸で研究がいくつか行われてきた。しかし、近年の研究のほとんどは、再エネや蓄電池の費用の劇的な減少、地域間連系線の拡大、または電力システムの脱炭素化の目標年(しばしば2050年に設定される)までの詳細な経路を考慮していない。本研究は、既存の文献を基に、これらのギャップの一部を埋めるため、以下の三点を行った。(a) 空間的・時間的に高解像度の最適設備計画モデル及び経済給電モデルを構築し、国レベルで電力システム費用を最小化する発送電設備の構成や毎時の発電電力量をプラントレベルで評価した。モデルの構築には業界標準のプラットフォームであるPLEXOSを使用した。(b) 市場で観測された価格と専門家の意見に基づき、最新の再エネと蓄電池の費用推定・予測を使用した。(c) 日本のエネルギー安全保障を強化しつつ、大規模なCO2削減をより迅速に実現する可能性を検討した。

本研究の章立ては以下のとおり。

- ・ 第2章では、電力と排出量の分析に用いた手法の概要を説明する。
- ・ 第3章では、分析結果を2項目に分けて説明する。
- ・ 第4章では、補足事項と今後の研究の方向性を説明する。
- ・ 第5章では、重要な結論をまとめ、政策提言を示し、今後の研究の重点分野について概説する。

2 手法およびデータの概要

本研究は、現時点で利用可能な最新のデータとモデリング手法を用いて、緻密なシナリオ設計、費用データの整備、電力システムのモデリングを行った。分析においては、詳細な電力負荷（電力需要）、風力・太陽光発電の発電プロファイル、蓄電費用等を用いている。また、日本の電力システムの1時間ごとの送電制約、地域ごとの風力・太陽光発電の発電プロファイル、最新の再エネおよび蓄電の費用予測などを詳細にモデル化している。

本研究では、PLEXOS（世界の電力業界で非常に広く用いられている最適設備計画・経済給電のモデリング・プラットフォーム）で開発された最適設備計画モデルと1時間単位の経済給電モデルを用いて、費用が最小（最適）になる発電、蓄電、および地域間連系線の投資と運用について分析した。電力需要の見通しは第6次エネルギー基本計画（日本政府、2021e）の中で説明されているシナリオに基づくものである。

本章では、本研究の中核となる政策シナリオ、重要なデータと仮定、モデリングの手法、及び感度分析についての概略を説明する。本研究の付録では、1時間単位の電力負荷、風力・太陽光発電の発電プロファイルのモデリングと推定に用いた手法やデータについて詳細に解説している。

2.1 政策シナリオ

本研究では、基本シナリオとなるクリーンエネルギー・シナリオを検討する。このシナリオでは、2030年を目標年とする現在の日本の政策目標や2035年までに電力部門の完全または大半を脱炭素化するというG7の声明を踏まえ、2035年までのクリーンエネルギーの普及拡大は可能か、電力の供給信頼度は確保できるか、経済的かを検討する。このシナリオでは、2035年までに日本の電力の90%をクリーンな（非化石）エネルギー源により発電することを前提とする。また、クリーンエネルギー・シナリオのいくつかの前提を変更した感度分析を行う。

表1は、クリーンエネルギー・シナリオで用いた仮定を、日本の2030年目標および2035年目標を基準として比較したものである。石炭火力発電、再エネ発電とその容量、及び非化石エネルギー源(再エネを含む)の発電電力量の割合に関する本研究の想定は以下のとおりである。

- 石炭火力発電は、2035年までに段階的に廃止する。
- 再エネ発電の年間新規導入量は、どの年においても、2030年を目標年とする現在の政策目標に必要な導入量を上回らなければいけない。
- 2030年以降は、クリーンエネルギーによる年間発電電力量の目標が達成されなければならない。
- 一時間あたり、年間あたりの発電電力量は、上記の2030年および2035年のクリーンエネルギー発電の目標や、原子力発電に関する政策目標などの制約条件を満たしつつ、費用最小化計算(最適化)に基づいて決定される。



表 1. 政策シナリオの仮定と国の目標との比較

	国の目標	クリーンエネルギー・シナリオの 想定
参照する政策や計画	・ NDCにおける2030年目標(最新) ・ 第6次エネルギー基本計画 ・ 日本の2050年カーボンニュートラル目標 ・ 2035年までに電力部門の大部分を脱炭素化するG7の公約	
石炭火力発電	・ 排出削減対策の講じられていない石炭火力発電を2035年までに段階的に廃止するというG7の公約	・ 2030年までに19%とする(第6次エネルギー基本計画) ・ 2035年までにすべての石炭火力発電を段階的に廃止する
再生エネルギーの容量増	・ 2030年までに36～38% - 太陽光発電:103.5～117.6GW - 風力:23.6GW - o 陸上 17.9GW - o 洋上 5.7GW	・ 2030年までに少なくとも36%
クリーンな(非化石)エネルギーによる発電の割合	・ 2030年までに59% - 再生36～38% - 原子力 20～22% - 水素/アンモニア 1%	・ 2030年に59% ・ 2035年に90% ・ 2030～2035年にかけて直線的な増化
原子力の再稼働	・ 稼働可能な発電所はすべて再稼働	・ 稼働年数を20年延長 ・ 25GWの再稼働(時期は個々の発電所により異なる) ・ 新規の原子力発電所は建設しない
水素またはアンモニア	2030年に1%	2030年に1%

GW = gigawatts; PV = photovoltaic

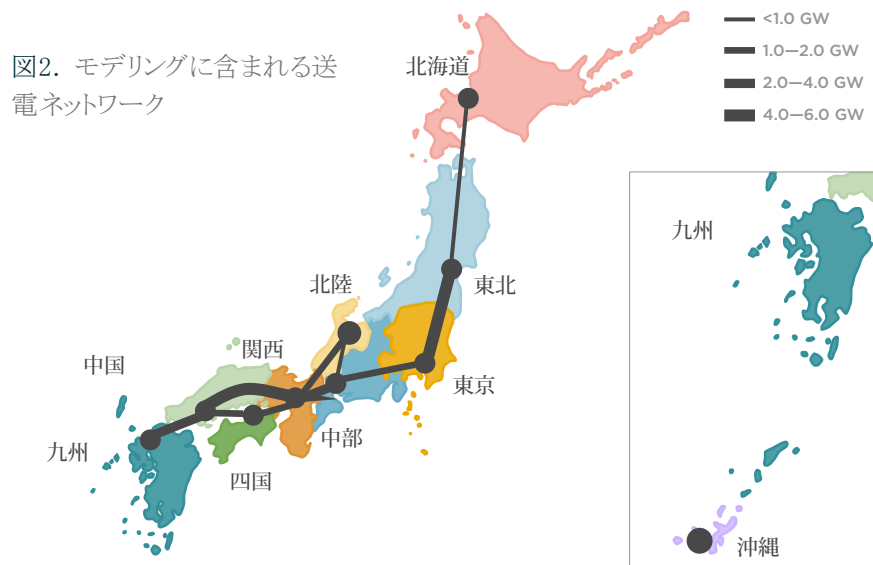
2.2 モデリングの手法

電力システムのモデル化と分析には、世界の電力業界で電力システムの分析に非常に広く使用されているPLEXOSを用いた。分析には以下の2段階からなるモデリング手法を用いた。

まず、最適設備計画モデルを用いて、基本シナリオと感度シナリオについて費用最小化計算を行い、発電、蓄電、地域間連系線の最適投資ポートフォリオを2020～2035年の各年について明らかにした。次に、経済給電モデルを用いて2035年の8,760時間(24時間365日)の電力システムの運用維持費、排出量、信頼度を計算した。なおここでは直流法による潮流計算を行

い、交流電力システムのより複雑な挙動は考慮に入れていない。このようにして、第6次エネルギー基本計画を満たし、かつ2035年までに90%クリーンな電力構成と石炭火力発電廃止を達成できるように、発電、送電、蓄電への投資と設備運用を最適化した。

モデルには、2020年時点で23GWの地域間連系線で結ばれた10のエリア(ノード)の発電資源、発電制約、ユニットコミットメント(発電機起動停止)、送電制約が組み込まれている(図2)。また、このモデルでは一般送配電事業者を通じて供給される電力のみを取り扱う(すなわちオフグリッドの発電所は含まない)。最適化計算においては、毎時、電力システムの需給バランスが保たれることを制約条件として義務付けている。また、最適設備計画モデルにおける計画予備力10%と、経済給電モデルにおける3種の運用予備力については、域内で管理され(詳細は付録Bを参照)、地域間で効率的に資源共有できるようにした。



2.3 モデリングに用いた主要データ

電力需要

現在から2035年にかけて、日本の電力需要がどのように変化するかは極めて不透明である。経済の構造や成長・衰退のペース、人口、及び運輸、産業および、業務、および家庭部門の電化の度合いなど、様々な要因によるためである。

電力需要は、第6次エネルギー基本計画に基づき、エネルギー効率の向上や人口減少などによって2030年まで毎年0.8%減少するものとした(日本政府、2021d)。日本の人口は、2020年の1億2530万人から2035年には1億1220万人へと大幅に減少すると推計される(日本政府、2022b)。これらの予測から、電力需要は2020年から2030年にかけて減少し、その後2030年から2035年までの期間は安定するものと仮定した(図3を参照)。また、このモデルでは一般送配電事業者を通じて供給される電力のみを取り扱う。なお感度分析の一環として、運輸、産業、業務、および家庭部門の電化が進む場合についても検討した。当該シナリオでは電力需要は2020年から2035年まで一定と仮定している。

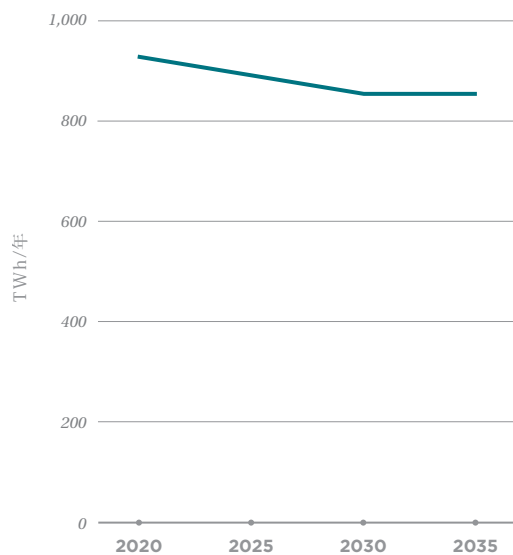


図 3. クリーンエネルギー・シナリオにおける日本の電力需要予測

TWh:テラワット時。送配電ロス率:4%



技術および燃料費用

検討には、風力、太陽光、蓄電池等の技術、及び石炭、天然ガスなど、幅広い費用データを用いた。米国国立再生可能エネルギー研究所(NREL)は、米国における陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電、および蓄電池の設備設置に伴う費用と運用・保守(O&M)費の将来予測である年次技術ベースライン(ATB)を発表している(NREL, 2022)。風力および太陽光エネルギーの費用の急落により経済的な脱炭素化の見通しが劇的に改善しているため、ATBシナリオの均等化発電原価(LCOE)の将来予測は2015～2019年の間、ほぼ毎年、下方修正されている(Phadke et al., 2020)。日本における発電、蓄電、地域間連系線の設備設置に伴う費用と運用・保守(O&M)固定費についての見通しは、原則として日本のデータを用いた。ただし、太陽光、風力、および蓄電池の費用の見通しについては、日本の費用データと、ATBの2022年予想、専門家との協議から得られた情報を組み合わせ、日本特有の要因を反映するために必要な調整を行った。

現在も続く技術の進歩や、将来的な費用の不確実性を考慮に入れ、本研究では、2020年の日本の費用に基づいて洋上風力発電および蓄電池の技術費用を設定し(Advisory Committee, 2021)、これがNRELのATBにおける先進的シナリオ(本研究では「低」)、中位シナリオ(同「中」)、および保守的シナリオ(同「高」)において推定された米国の費用に収束していくと仮定した。太陽光発電については、ATBの商用規模太陽光発電の推計を用いた。これは、日本では非住宅用太陽光発電が比較的小規模であるためである。陸上風力発電の費用については、建設費用はATBの推定値の該当額に収束すると仮定し、非建設費用については研究対象期間を通して一定であると仮定した。図4は、太陽光、風力、蓄電池の初期費用の見通しをまとめたものである。その他の費用については、付録Bにまとめた。

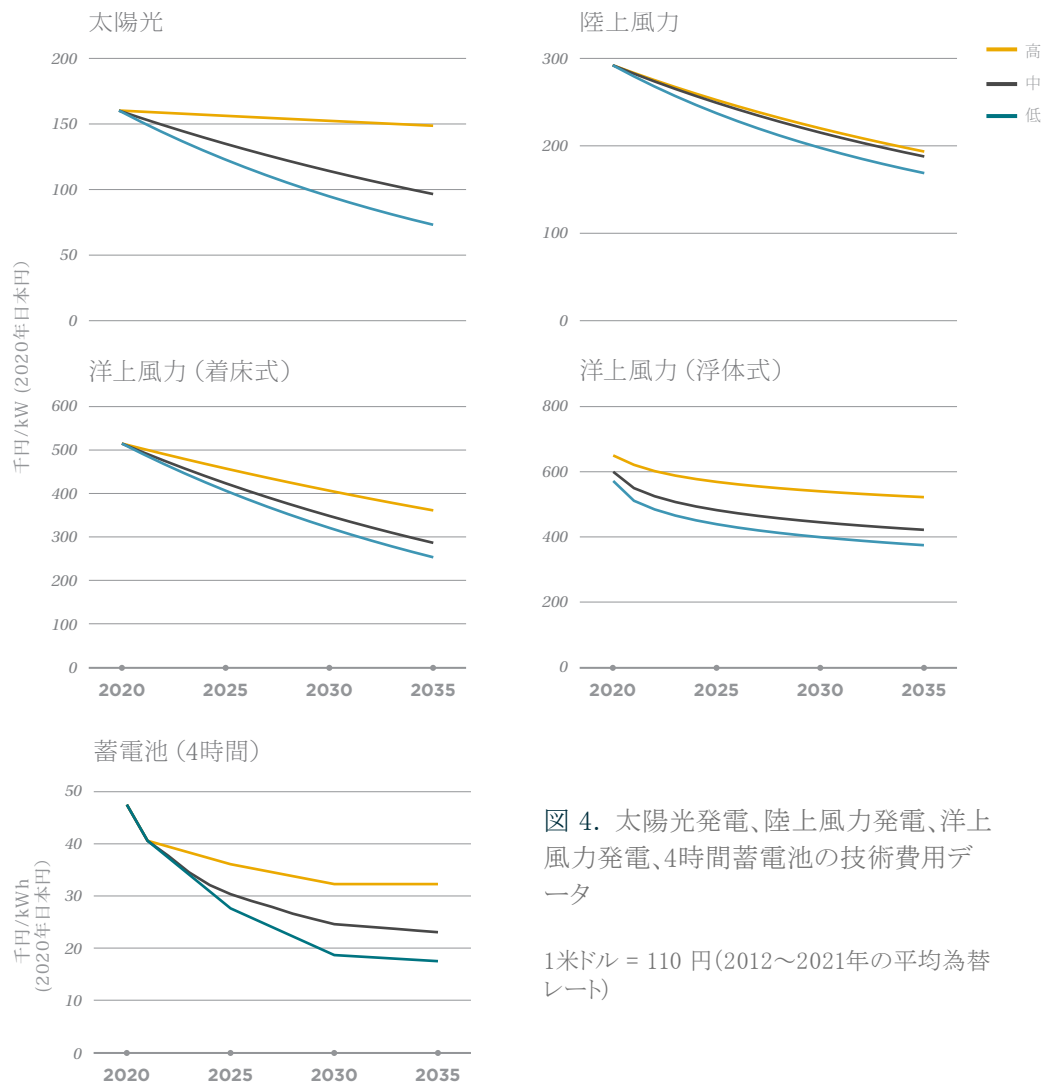


図 4. 太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電、4時間蓄電池の技術費用データ

1米ドル = 110 円(2012～2021年の平均為替レート)

本研究の高燃料価格の感度分析では、2022年1月～9月期の日本の平均燃料価格を採用している(日本政府、2022b)。基本シナリオを含むその他全てのシナリオでは、2012年7月～2021年12月の平均値を基準燃料価格として用いている(図5)。なお、世界的な燃料需給の逼迫を考えれば、今後の価格が過去の傾向を下回することは考えにくいため、更に安価な燃料価格の感度分析は行わない。

本研究は域内送配電についてはモデル化しておらず、域内の発電資産は運用という観点からは全て同様に扱われる。このため、土地取得費用や送配電費用など、分散型電源と大規模電源のトレードオフは検討の枠外である。

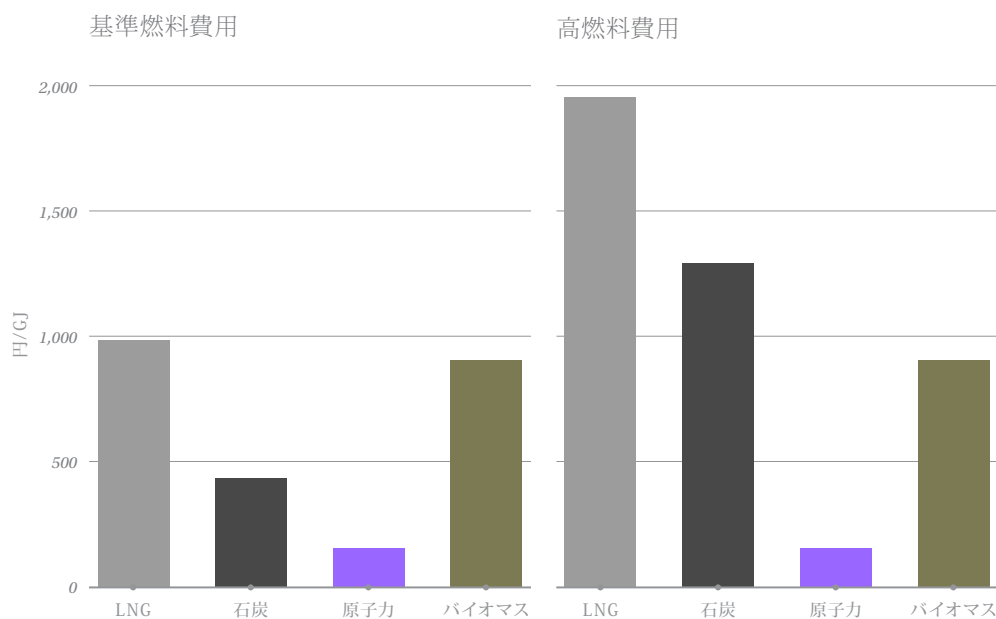


図 5. 燃料価格のデータ(石炭および天然ガス)

1米ドル = 110 円(2012～2021年の平均為替レート)。GJ=ギガジュール。Solar and Wind Profiles

本研究では、日本の各地域について、風力および太陽光の資源ポテンシャルについて評価し、詳細な太陽光と風力の発電プロファイルを計算した。方法論は2つに分けられる。一つは資源ポテンシャル評価である。つまり、ある地域に導入できる太陽光発電と風力発電の技術的な最大容量を推定するものだ。私たちはグローバル・ソーラー・アトラスとグローバル・ウインド・アトラスが示す年間設備利用率の平均値と、複数の除外基準を用いて可能性を評価した。除外基準としたのは、標高、傾斜、土地利用区分、自然公園、海上自衛隊や米軍の訓練地域、漁業水域、海の水深などである。もう一つは詳細な1時間単位の発電プロファイルの作成である。私たちは、再解析データセットの気象データを使用し、NRELのシステムアドバイザーモデル(SAM)を用いて、サイトレベルでの風力発電と太陽光発電の発電シミュレーションを行った。SAMで典型的な風力発電所と太陽光発電所を設計し、これに気象データを入力することによって毎時の発電電力量を計算した。その2,000後、集合化アルゴリズムを用いて、それぞれの地域やクラスターについて、サンプリングした2000サイトから得られた1時間単位の発電電力量をまとめ、風力資源および太陽光資源の発電プロファイルを作成した。洋上風力発電については、空間的に制限された多変量クラスター分析のアルゴリズムを用いて、着床式と浮体式の風力発電のクラスターを多数作成した後、各クラスターについて発電プロファイルを作成した。方法論の全容とデータソースについては付録Cで詳しく説明している。

原子力発電

原子力発電所の運用や投資は経済面以外の要因によって決まることが多いため、本研究では原子力発電容量を費用ではなく政策目標の面から予測する。2022年時点で、すでに10基の原子力発電所が再稼働しているほか、7基の再稼働が承認され、10基が再稼働に向けて審査中である。原子力発電の再稼働に意欲的な現在の政策の下、すでに承認申請済のすべての既存原子力発電所は、2023年(すでに承認されているもの)および2025年(審査中のもの)に再稼働すると仮定した。基本シナリオでは、すべての原子力発電所の稼働年数が20年間延長されることを想定している。感度分析では、すでに稼働年数の延長が許可されている発電所を除き、20年間の延長は認められないという保守的な仮定を置くシナリオも検討した。



その他の仮定

本研究における上記以外の仮定を表2にまとめた。

表2. その他の仮定

パラメータ	仮定
石炭火力発電所の廃炉	既存の石炭火力発電所は、50年間の稼働年数を終えた時点で廃炉となる。このほか、石炭火力発電の発電電力量は2035年にはゼロになる。
液化天然ガス火力発電の廃炉	既存の液化天然ガス火力発電所は、50年間という稼働年数を終えた時点で、それぞれ廃炉となる。
原子力発電の稼働延長	既存の原子力発電所は、基本シナリオでの20年間の稼働延長を含め、60年間という稼働年数を終えた時点で廃炉となる
送電の拡充	既存の個々の送電線容量の建設は最大で倍増まで認められる
太陽光発電の廃止および容量	太陽光発電の発電所は、30年間という稼働年数を終えた時点で、それぞれ廃止する。設備利用率(CF)は平均17%である。
風力発電の廃止および容量	風力発電は、30年間という稼働年数を終えた時点で、それぞれ廃止する。設備利用率(CF)は平均で31%(陸上)、44%(洋上)である。
1年あたりの容量拡大の最大値	各地域について、太陽光発電は過去の年間最大導入量を年間建設設備容量の上限とし、陸上風力発電は過去の年間最大導入量の2倍を上限とする(2012～2020年のデータに基づく)。

2.4 感度分析

本分析では、再エネ・蓄電池高コスト・シナリオ、再エネ・蓄電池低コスト・シナリオ、高燃料コスト・シナリオ、低原子力・シナリオ、高電化・シナリオの5つの感度について検討した。これらの感度分析シナリオと、基本シナリオであるクリーンエネルギー・シナリオは、主要パラメータを一つだけ変更している。再エネ・蓄電池高コスト・シナリオと再エネ・蓄電池低コスト・シナリオでは、NRELの2022年版ATBの保守的ケースと先進的ケースに基づく費用予測をそれぞれ用いている。高燃料コスト・シナリオでは、研究対象期間全体を通して、2022年水準の燃料費用を適用している。低原子力シナリオでは、2022年時点ですでに稼働延長が許可されている発電所を除き、20年間の稼働延長が認められないことを想定している。高電化・シナリオでは、研究対象期間を通して電力需要が一定と仮定する。

電力システムの信頼度については、2種の感度分析を行った。まず、非常に高いストレス下での電力システムの信頼度を調べるために、残余需要がピークに達する数週間に不測の需要急増が生じた場合(2035年の夏季と冬季の残余需要が最も高い期間における電力需要10%増)

の、1時間単位の経済給電シミュレーションを行った。次に、電力システムの信頼度に対する風力発電、太陽光発電、水力発電の長期的な変動の影響を検討するために、電力システムの1時間ごとの運用を35,040時間にわたりシミュレーションを行った(4年間×365日×24時間の気象年 (four weather years))。

3 主な結果

本章では本研究の主な結果を紹介する。感度分析の結果もあわせて説明するが、その詳細は付録で紹介する。

3.1 再エネと蓄電池の大量導入により、日本は90%クリーンで信頼性のある電力システムを構築できる

変動性再生可能エネルギー(VRE)が主力電源化した際の日本の電力システムの信頼性については、長期にわたって議論が続いてきた。本研究は、太陽光や風力の導入と蓄電池や地域間連系線の新設を加速し、既存の火力発電の一部を活用することで、90%クリーンな電力システムが計画予備力マージンと運転予備力を維持しつつ安定的に日本の電力需要を満たしうることを示した。

ベースとなる化石燃料価格(2012年から2021年の平均値)をもとにしたクリーンエネルギー・シナリオでは、発電電力量全体に占めるクリーンエネルギーの割合は、2020年の24%から2030年に59%に拡大してNDCの2030年度目標に達した上で、2035年に90%にまで上昇する。

クリーンエネルギーの割合が大幅に増加するのは、主に洋上・陸上風力発電(電源構成の26%)と太陽光発電(27%)(図6)によるものだ。蓄電池の容量は2030年に1.4GWに、2035年には31GWまで拡大し、より多くの太陽光発電と風力発電を電力システムに導入させる。2030年から蓄電池の導入率が急上昇するのは、以下の2つが前提となる。

- 2020年代は既存の豊富な揚水式水力発電が十分な蓄電機能を果たす
- 2020年代の発電電力量全体に占める太陽光発電と風力発電の割合は比較的低い(2025年20%、2029年30%)

- 2019年度に電源構成に占める割合が最大の電源(37%)であった天然ガス火力発電は、2035年には10%まで低下する。石炭火力発電は、稼働年数が50年に達する発電所が多く、設備容量が2020年の約45GWから2035年に36GWまで減少する。2019年度に電源構成の32%を占めていた石炭火力発電は2035年までに段階的に発電を終え、火力発電所の新規建設は行われなかった。

ただし、稼働年数50年未満の石炭火力発電所は、発電を行わないものの、計画予備力マージンと運転予備力を提供する。貯水池式水力、天然ガス火力、蓄電池はともに記録的な猛暑などの極端な気候現象の際の容量不足を補う。

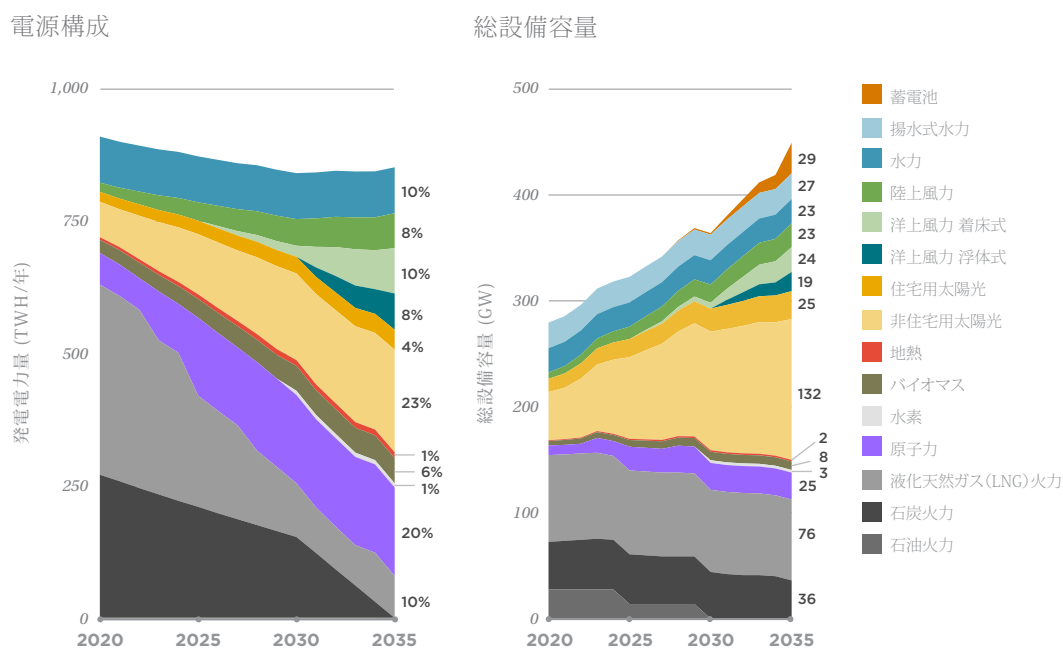


図6. 2020～2035年までの電源構成および総設備容量(クリーンエネルギー・シナリオ)

本研究では前提を変えたいくつかの感度分析を行った。それらの感度シナリオの電源構成と設備容量が、クリーンエネルギー・シナリオとどのように異なるかを図7にまとめている。

まず、高燃料コスト・シナリオ(2022年平均の燃料価格水準)では、太陽光発電と風力発電は、石炭火力発電や液化天然ガス(LNG)火力発電よりもはるかに安く電力を供給できる。このため、2035年までに太陽光発電と風力発電の総容量は35GW、蓄電池容量は19GW、地域間連系線の容量は7GW分クリーンエネルギー・シナリオよりも多く導入された。その結果、2035年にはクリーンエネルギーが電源構成の94%を占めた。

第二に、再エネ・蓄電池高コスト・シナリオでは地域間連系線と洋上風力発電所の容量が増え、太陽光発電と蓄電池の容量が減少する。一方、再エネ・蓄電池低コスト・シナリオはそれと逆の傾向を持つ。この違いは、蓄電池と地域間連系線の価格の関係に起因する。地域間送電線を建設する方が蓄電池を導入するよりも相対的に安価な場合、日本北部の遠隔地では風力資源を活用するために送電線が建設される。一方、蓄電池が地域間送電線の建設よりも安価な場合は、東京、名古屋、大阪などの電力需要が集中する地域の近くで太陽光発電の導入を可能にする蓄電池の導入が優先される。

第三に、高電化・シナリオでは、太陽光発電、風力発電、蓄電池、地域間連系線の容量が全て追加され、さらに天然ガス火力発電所をより頻繁に使用する必要がある。

第四に、低原子力・シナリオでは、9GWの太陽光発電、14GWの洋上風力発電、17GWの蓄電池、11GWの地域間連系線の追加分が、原子力発電所が2035年までに運転期間40年を迎え廃止される発電所(約8GW)による発電の減少分を補完することがわかった。



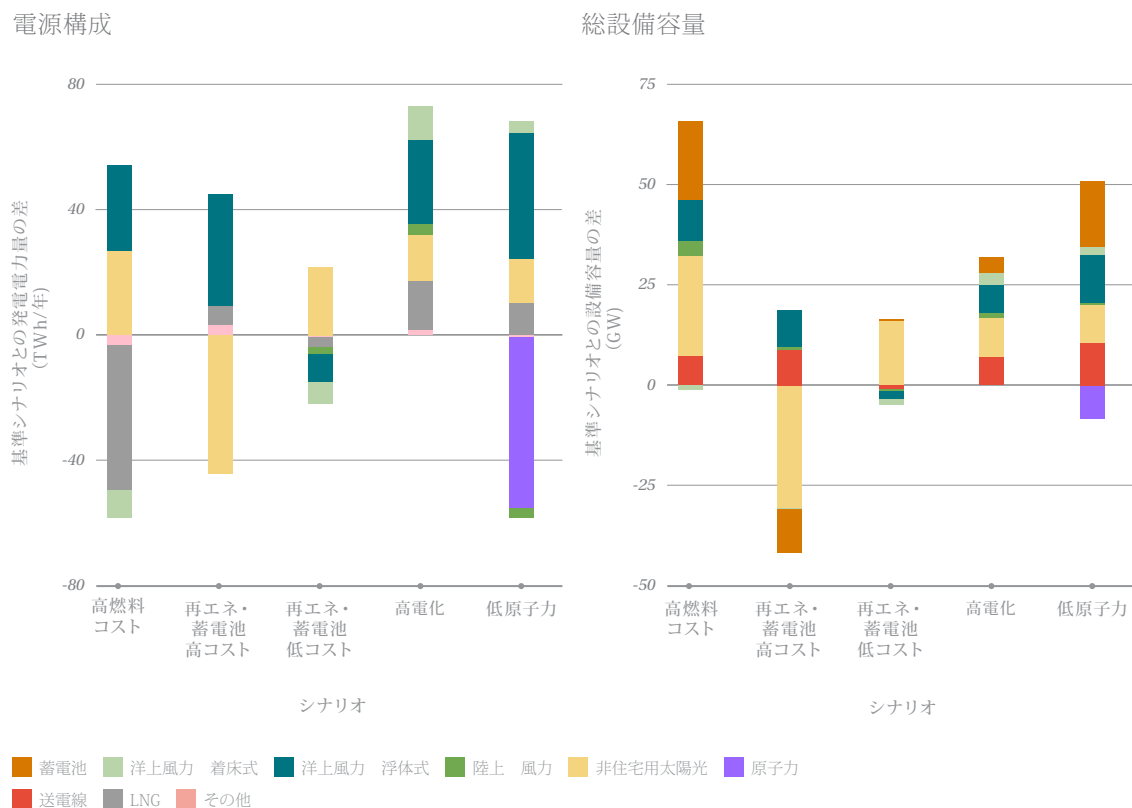


図 7. クリーンエネルギー・シナリオと比較した場合の、各感度シナリオにおける2035年の電源構成および総設備容量の変化

次に、最適設備計画モデルによって得られた設備容量を用いて経済運用を行ったところ、各種運転予備力、負荷(出力)変動速度、最低出力などの技術的制約条件を守りながら、全ての地域で電力不足を起こすことなく運用することが可能と分かった。図8は、クリーンエネルギー・シナリオの2035年全12カ月における電力システムの1時間ごとの平均給電電力量を示している。1年間を通して、蓄電システム(新設の蓄電池や既存の揚水式水力発電を含む)が日中に電力を蓄え、太陽光発電ができない夕方から朝にかけての時間帯に放電し、電力負荷と変動する発電電力量量とのバランスをとっている。ただし蓄電池を導入しても、毎年約9%の利用可能な再エネが出力抑制される。

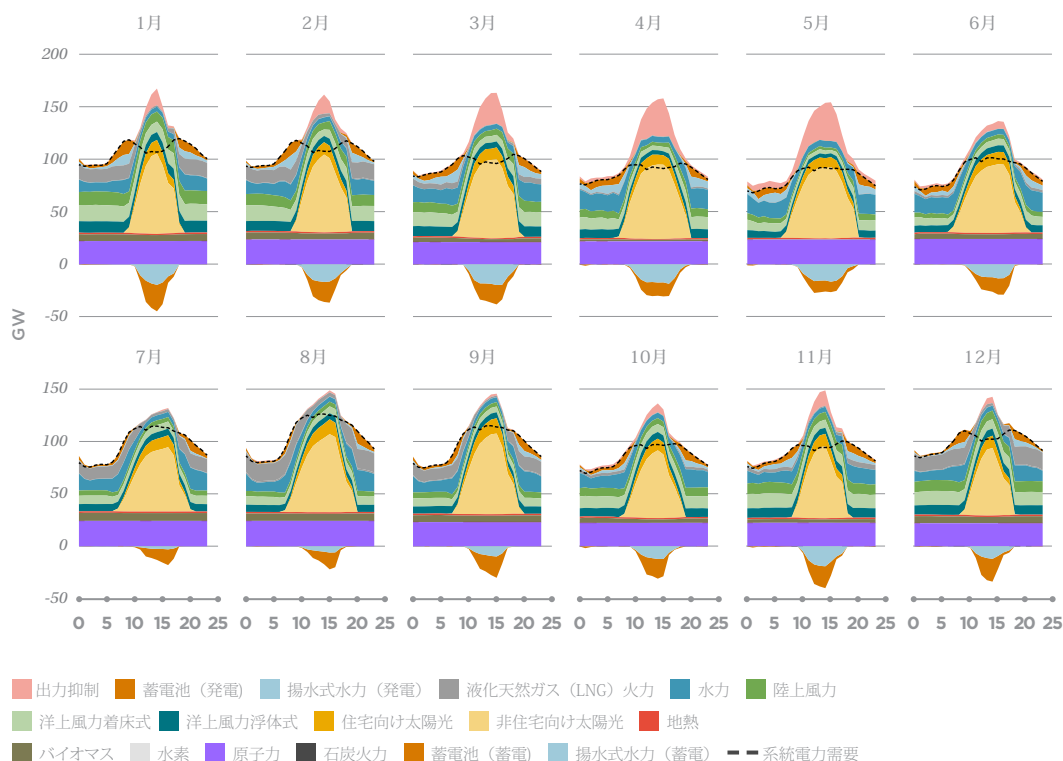


図8. 2035年の月別の全国系統運用(1時間ごとの平均)

一方、天然ガス火力発電所は、主に残余需要（電力負荷から変動性の太陽光や風力の再エネによる出力を差し引いたもの）が高くなる冬季と夏季に主に稼働し、電力需給のバランスをとる上で重要な役割を果たす。図9と図10は、夏季と冬季それぞれの残余需要のピーク週の系統運用を示している。夏季の残余需要のピークは8月7日午後8時で、太陽光発電が日没後に急減してゼロになるが、電力需要は高止まりする時間帯である。一方、冬季の残余需要のピークは1月30日午前8時で、風力発電が減少するが、太陽光発電はまだ始まらない時間帯である。

いずれの場合も、残余需要のピーク時のバランスをとる助けとなるのは天然ガス火力発電、揚水を含む水力発電、蓄電池である。発電全体に占める再エネの割合を見ると、年間平均は90%であるが、2035年の残余需要がピークとなる週においてさえ、夏季は約59%、冬季は約72%に達する。

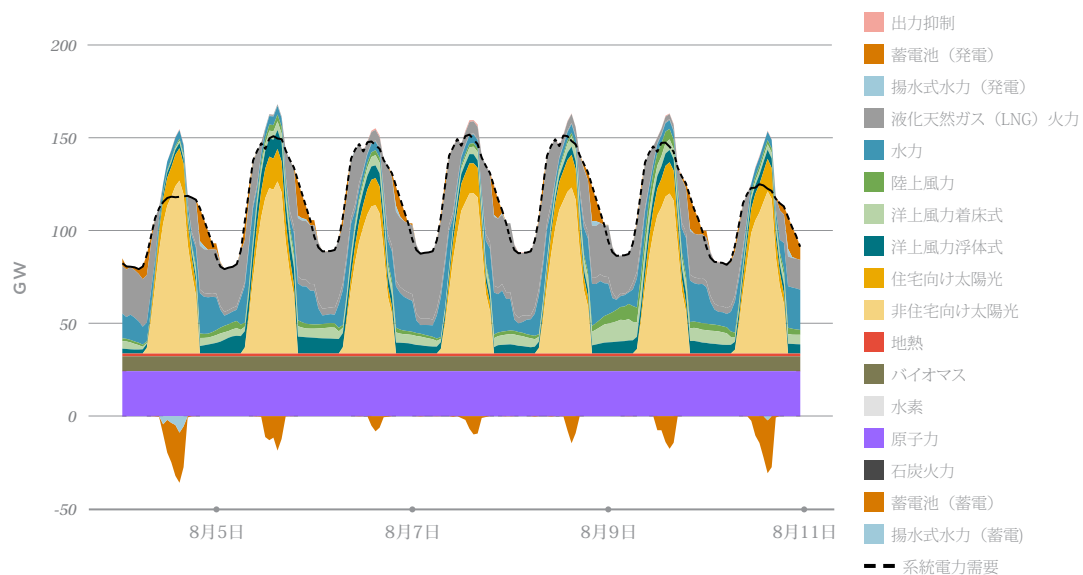


図9. 2035年夏季の残余需要最大週における系統運用

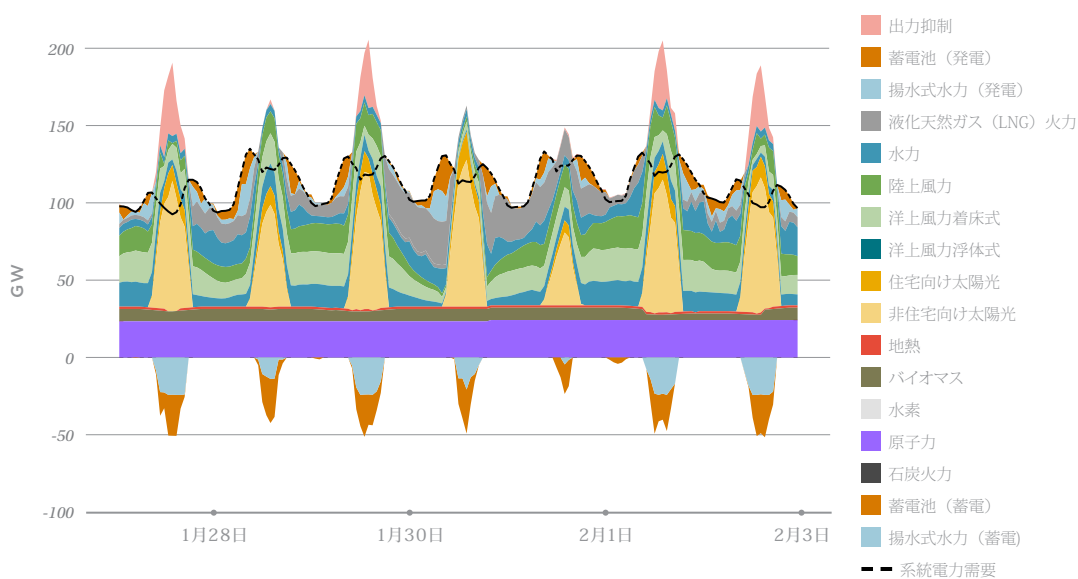


図10. 2035年冬季の残余需要最大週における系統運用

さらに、再エネによる発電電力量が少ない時期や需要が多い時期でも、最適設備計画モデルによって得られた電力システムが毎時間電力需要を満たすことができることを確認するため、電力システムの毎時の経済運用をシミュレーションする以下の2つの感度分析を行った。

- 夏季および冬季に需要が極端に跳ね上がる場合
- 4気象年(気象データに基づく4年間、3万5040時間、2017年から2020年までの電力負荷データと太陽光・風力発電データを時間同期させたものを使用)

一つ目の感度分析からは、夏季と冬季の残余需要最大週において10%の需要急増(記録的な熱波や大寒波による極端な増加)が発生し、最大需要が153GW~168GWの範囲まで増加しても、電力システムは1年間にわたって電力需要を十分満たすことができることを確認した(図11および図12)。こうした事象に備えて予備力となってきた石炭火力発電所は、この時期の異常なピーク需要を支えるために一時的に稼働する。

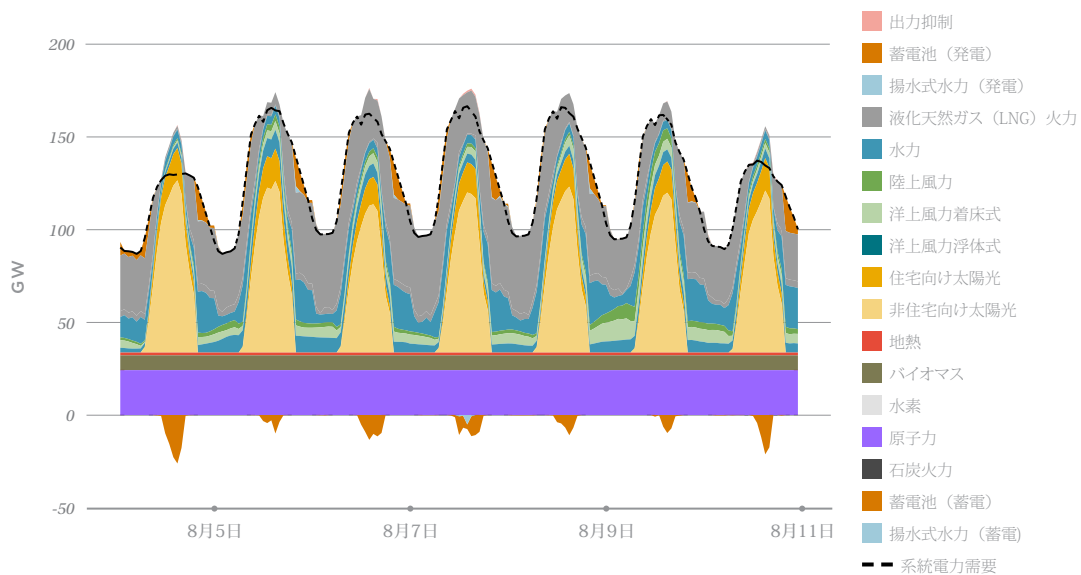


図11. 10%の需要急増時の2035年夏季の残余需要最大週における電力系統運用

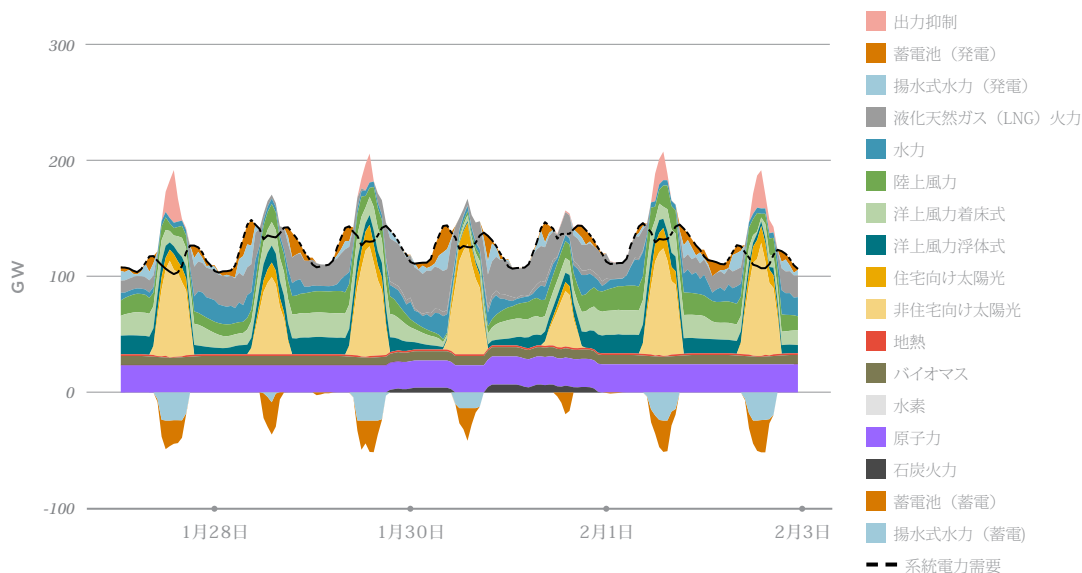


図12. 10%の需要急増時の2035年冬季の残余需要最大週における電力系統運用

2つ目の感度分析においても、技術的制約を引き続き守りつつ、気象データに基づく4年間（合計3万5040時間）を通して、全国10の電力エリアの毎時の電力需要を満たすことができることを確認した（詳細は付録Bを参照）。図13に示すとおり、気象データに基づく4年の間、電力負荷および太陽光・風力発電に（1年の間に）大きな季節的変動があることが分析からわかった。

1日あたりの電力需要は夏季（8月）と冬季（1月）の2度ピークに達し、1日あたり2,979～3,195GWhである（以降の数値は7日間移動平均）。太陽光発電は5月下旬から7月にかけてピークを迎え、1日あたりの発電電力量は768～818GWhである。陸上・洋上風力発電は冬にピークを迎え、1月の1日あたり発電電力量は678～766GWhである。

電力需要が最低となるのは4月下旬や5月上旬で、1日あたり1,751～1,918GWh（ピーク時の59～63%）である。太陽光および風力発電は秋から冬（10月～1月）にかけて最も減少し、1日あたり213～316GWh（ピーク時の26～41%）である。

天然ガス火力発電所は、さまざまなタイムスケールで、再エネと電力需要の季節的な変動とのバランスをとるのに非常に重要な役割を果たす。一方、1日単位、1時間単位でバランスをとる上で非常に重要な役割を果たすのは、蓄電池、揚水式水力発電、天然ガス火力発電所である。

天然ガス火力発電所の年間設備利用率は21～26％で、夏季の月間設備利用率は51％に達する。2050年といった長期スパンでは、再エネ由来の水素(グリーン水素)などの長期エネルギー貯蔵(LDES)が上記のような天然ガス火力発電所が果たす季節変動のバランス機能を代替しうる(Mahmud et al., 2023)が、短期・中期の時間軸では、既存の天然ガス火力発電所は比較的安価に電力システムの信頼性を維持する重要な役割を果たす。

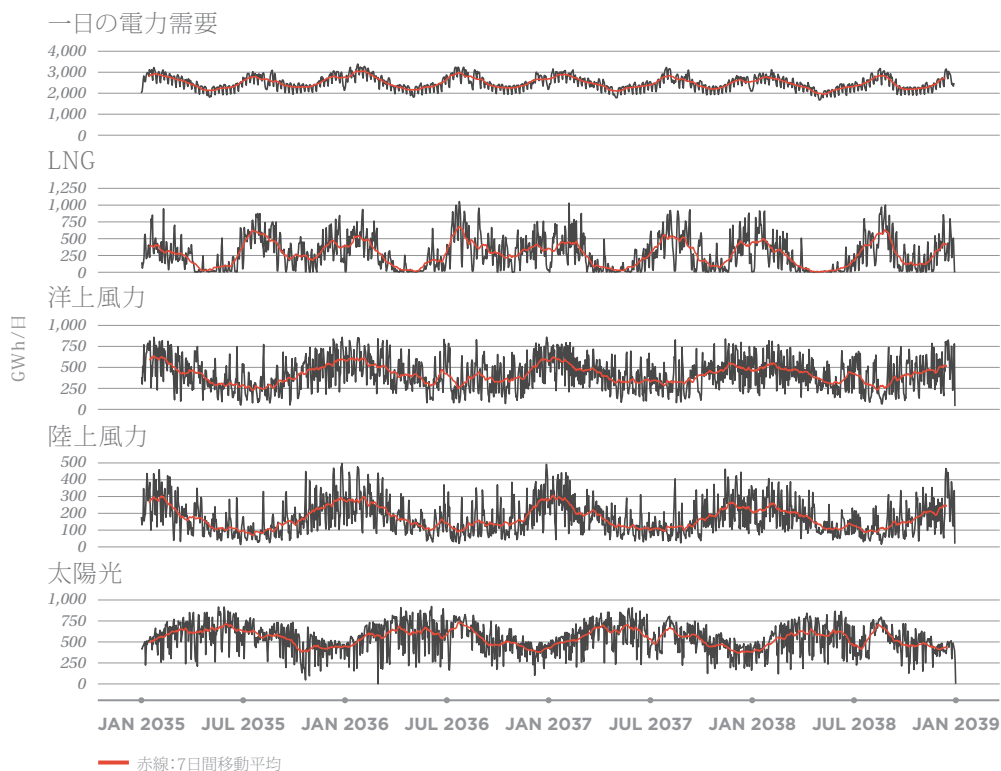


図13. 4気象年の電力需要、天然ガス火力と変動性再エネの一日あたりの発電電力量の推移 (クリーンエネルギー・シナリオ)

3.2 クリーンエネルギーの導入により卸電力費用を6%削減できる

クリーンエネルギー・シナリオの平均卸電力費用の推移は、2035年まで再エネ導入を政策的に進めることが経済的であることを示唆している。クリーンエネルギー・シナリオにおける2035年の平均卸電力費用は、2020年に比べて低くなる(図14)。本シナリオにおける2035年の平均卸電力費用(9.03円/kWh)は、2012年から2021年の平均をベースとする保守的な(安価な)想定燃料価格でさえ、2020年の平均卸電力費用(9.67円/kWh)よりも6%低下する(図15)。

平均卸電力費用は、卸電力の総費用を総発電電力量で割った値である。ここでの卸電力費用には、発電設備の初期費用、運用・保守(O&M)固定費、発電用燃料費、蓄電池の費用、増加する地域間送電への投資にかかる費用も含まれる。なお、配電や既存の送電線に係る費用はここには含まれない。

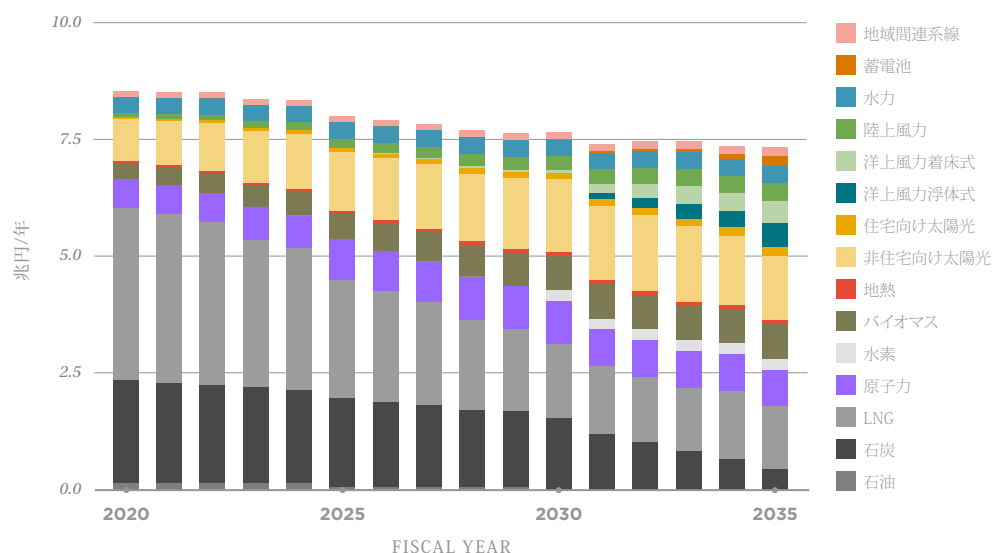


図14. 年間卸電力費用の内訳(2020年の日本円を基準とした実質値)

再エネによる発電費用は、変動しやすい化石燃料価格よりも、初期費用に大きく左右される(図15)。発電所や送電線の建設に要するリードタイムを考えると、そのプロセスを迅速に進めるために、先を見据えた計画策定が不可欠である。

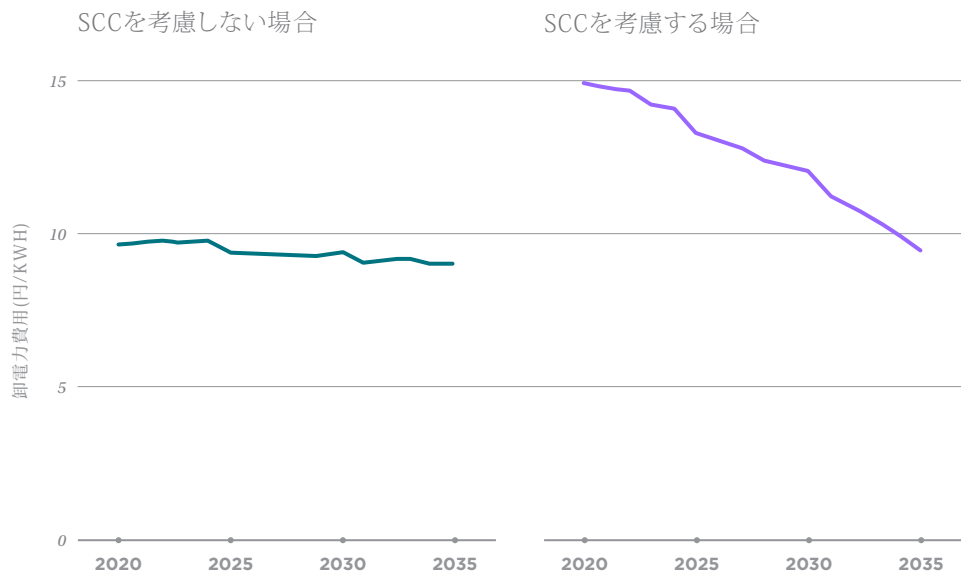


図15. クリーンエネルギー・シナリオにおける平均卸電力費用の推移(炭素の社会的費用(SCC)を含めた場合と含めない場合)

クリーンエネルギー・シナリオでは、再エネと拡充した蓄エネ及び地域間連系線を組み合わせることにより、石炭およびLNGを燃料とする既存の火力発電の大部分を置き換えた。また、電力システムの信頼性を確保しつつ、卸電力コストが削減された。その理由は、太陽光・風力発電設備、蓄電池、送電インフラの新設に伴う費用の増加分が、今日の典型的な火力発電所を稼働に必要な化石燃料費、運用・保守(O&M)費用、および固定費よりも小さいことによる(図16)。

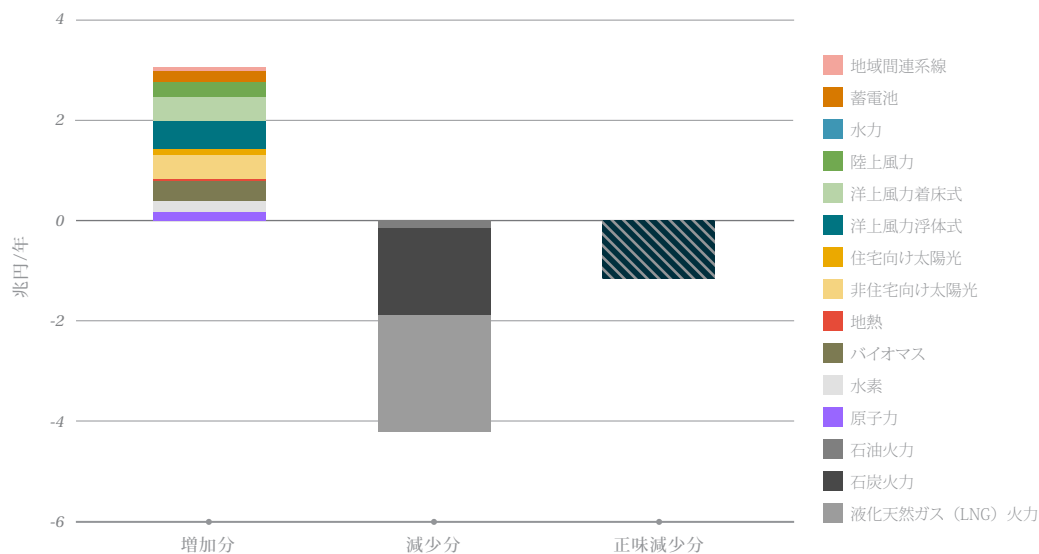
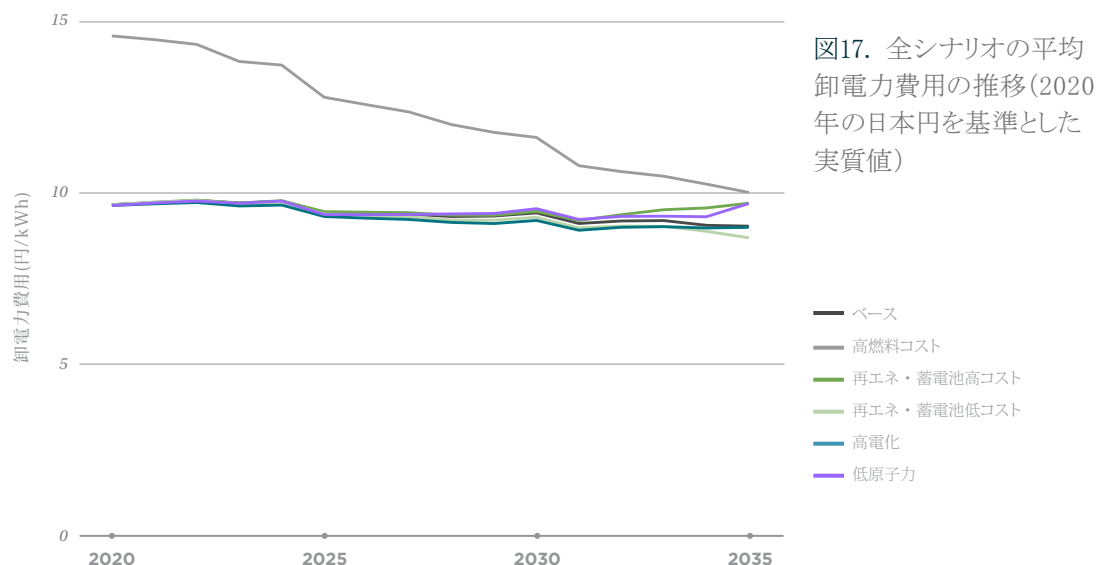


図16. クリーンエネルギー・シナリオにおける2020年と2035年の電力費用の増加分、減少分、正味の減少分の内訳(2020年の日本円を基準とした実質値)

図17に示すとおり、感度分析によって90%クリーンな電力システムは様々な仮定のもとで経済的であることがわかった。燃料費用が2022年の水準(高燃料コスト・シナリオ)で、かつ既存の天然ガス火力発電所のほとんど、および石炭火力発電所のすべてが再エネに置き換わる場合、平均卸電力費用は、2020～2035年の間に31%と大幅な削減が可能となる。基準燃料価格を用いた他のすべてのシナリオでは、90%クリーンな電力システムの平均卸電力費用は、-10%(再エネ・蓄電池低コスト・シナリオ)から+6%(低原子力・シナリオ)の範囲内で安定している。





3.3 クリーンエネルギーを90%まで高めることで、化石燃料輸入費用を85%減らし、日本のエネルギー安全保障を強化することができる

ウクライナ危機前の基準燃料価格を用いたクリーンエネルギー・シナリオでは、発電用の石炭とLNGの輸入総額が2020年の3.9兆円から2035年の5900億円まで85%低下する(図18)。2022年水準の石炭とLNG価格を用いた高燃料コスト・シナリオでは、石炭およびLNGの輸入費用の削減額はさらに大きくなる。

本研究では、現在の燃料価格の高さを踏まえ、2022年の発電用石炭および天然ガスの最終的な輸入総額は7.3兆円と推定された。2022年平均では、過去10年間(2012～2021年)の平均と比較してLNG価格は倍増し、石炭価格は3倍を超えた。

90%クリーンな電力システムのメリットは電力料金の低下にとどまらない。日本国内の再エネ資源を最大限活用することで、輸入化石燃料に深く依存する現状が大幅に改善される。日本のエネルギー安全保障を強化し、高騰する国際的な化石燃料価格から日本の消費者と経済を守ることができる。

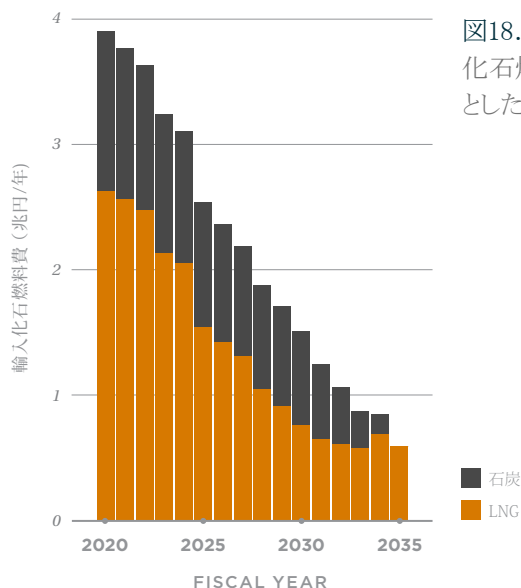


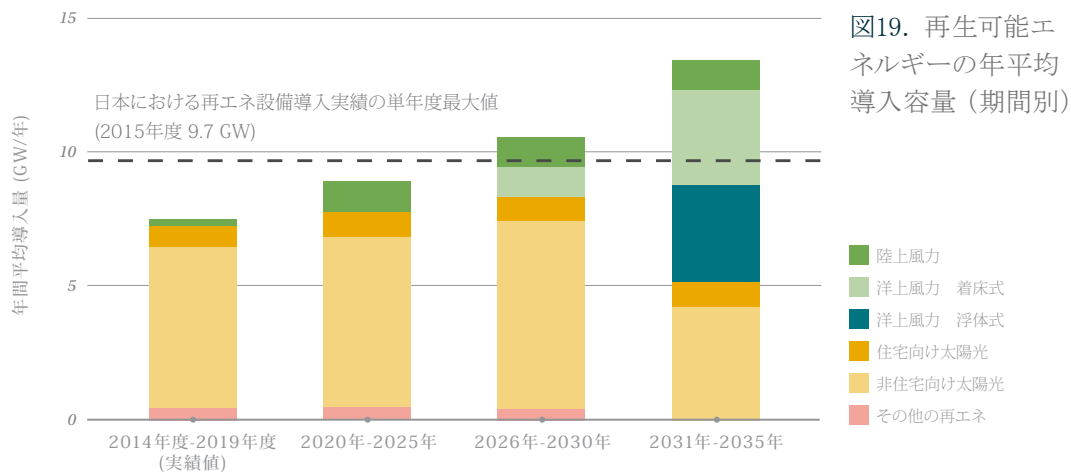
図18. クリーンエネルギー・シナリオにおける化石燃料輸入費用(2020年の日本円を基準とした実質値)

3.4 再エネ導入を加速して90%クリーンな電力システムを実現することは可能である

クリーンエネルギー・シナリオの下で、再エネの総設備容量は2020年の90GWから2030年には188GW、2035年には254GWまで増加する。特に風力と太陽光の導入を加速させることで、90%クリーンな電力システムの実現が可能になる。

2020年から2035年まで、毎年10GWの再エネ設備を新たに導入する必要がある。これは、日本における年間再エネ導入量の単年最大実績である9.7GW(2015年度)に匹敵する規模であり、容易ではないが実現可能である(図19)。

2020年代は太陽光が再エネ導入の大半を占める。2030年代に入ると、設備利用率が高く、コストダウンが見込まれる洋上風力が再エネ導入の中心となる。こうしたクリーンエネルギーへの移行には、制度、市場、および規制における障壁を迅速に取り除くことが必要である。



それとともに、変動性再エネを中心とする発電と電力需要とのバランス確保のため、蓄電池と地域間連系線を速やかに増強することが求められる。蓄電池容量は、2030年に1.5GW、2035年に29GWに増え、2030年代は年間6GWのペースで増える。送電容量は、今後2028年までに5.5GWの拡充がすでに承認されているが、90%クリーンエネルギーの導入を推進するにはそれに加えて6.3GWを上乗せすることが必要となる（図20）。これらの結果はクリーンエネルギー・シナリオの以下のような側面によるものである。

- 太陽光・風力発電導入費用の大幅な削減によって、経済的にこれらの電力システムを構築することが可能になる。
- 大規模で安価な系統向け蓄電池によって大都市圏により近い場所での変動性再エネ導入が可能になり、高費用の長距離連系線や系統バランスを維持するために必要なが減る。
- 2020年から2035年にかけて電力需要の増加は予測されておらず、送電設備への投資増を最小限に抑えられる。

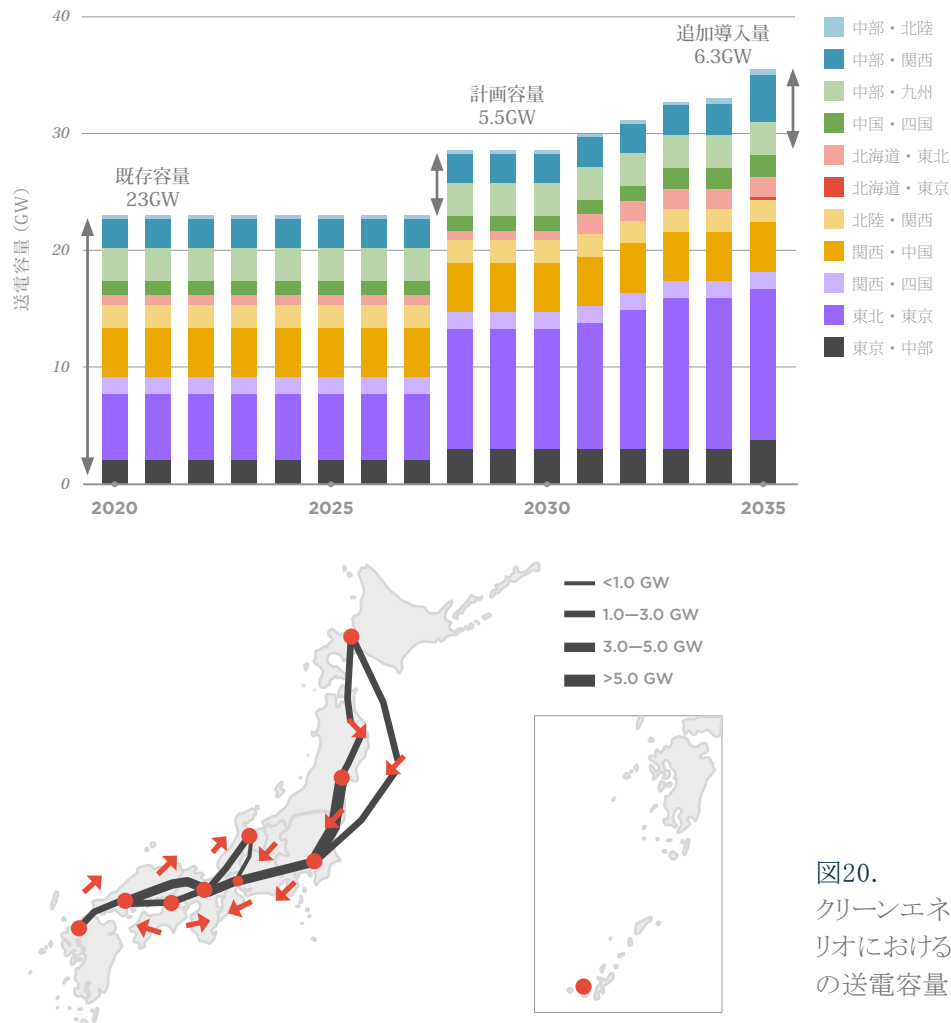
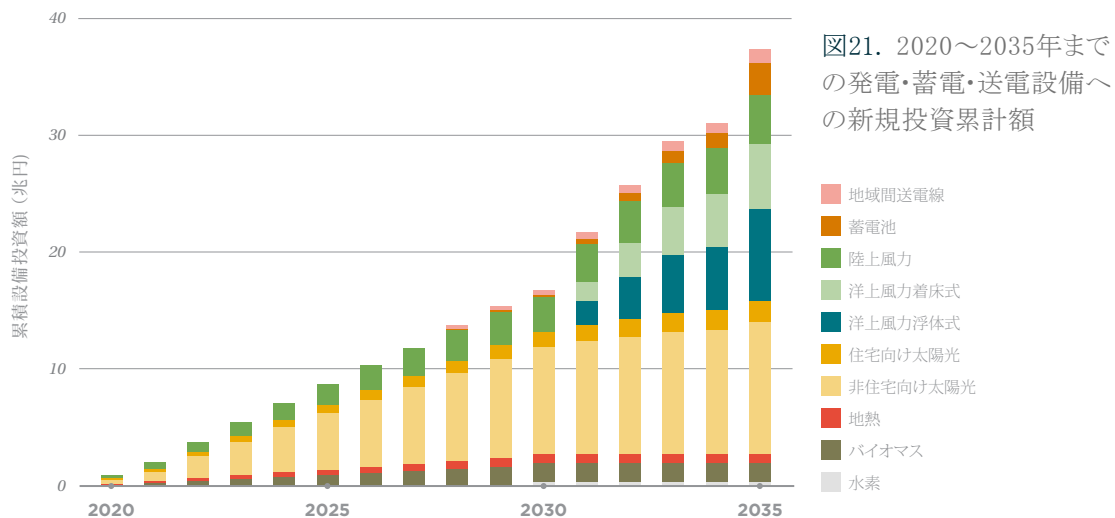


図20.
クリーンエネルギー・シナ
リオにおける2035年まで
の送電容量の拡大

クリーンエネルギー・シナリオの下で、90%クリーンな電力システム実現に必要な投資額は、2020年から2035年にかけて累計38兆円（2020年日本円、実質）である（図21）。主に再エネ、蓄電池、地域間連系線へのこうした設備投資は、基本的に化石燃料費用の削減で賄われる。その額は、グリーン・トランスフォーメーション(GX)の実現に向けて日本政府が掲げた今後10年間で総額150兆円という官民合わせた投資目標額（日本政府、2022a）の27%に相当する。日本政府はGXを「化石燃料中心の産業・社会から、クリーンエネルギー中心の産業・社会への構造的な移行」と定義している（同上）。



3.5 クリーンエネルギーによりCO2排出量を92%削減し、環境に大きな便益をもたらすことができる

2035年までに電力構成の90%をクリーンエネルギーにすることで、二酸化炭素(CO2)排出量を大幅に削減し、環境面での大きな便益が得られる。クリーンエネルギー・シナリオでは、2035年までに電力部門の総CO2排出量を2020年比で92%削減できることが示された。2035年に削減される3億4500万トン(CO2換算)という年間排出量は、2019年度の日本の総CO2排出量の約3割に相当する。また、排出原単位は2020年の404kg-CO2/kWhから2035年には36kg-CO2/kWhまで91%低下する(いずれも本モデルによる計算値)。この排出原単位の劇的な低下により、交通や暖房など、他部門の電化による脱炭素化の効果が高まる。

さらに、化石燃料を使用する火力発電所から排出される微粒子状物質(PM2.5)、二酸化硫黄(SO2)、窒素酸化物(NOx)、重金属(水銀、カドミウム、ヒ素、クロム、ベリリウムなど)への市民のばく露も抑えられる(J. Lelieveld et al., 2015; Ito, 2010)。このため、健康面で非常に大きな便益をもたらし、平均寿命に寄与する可能性がある。

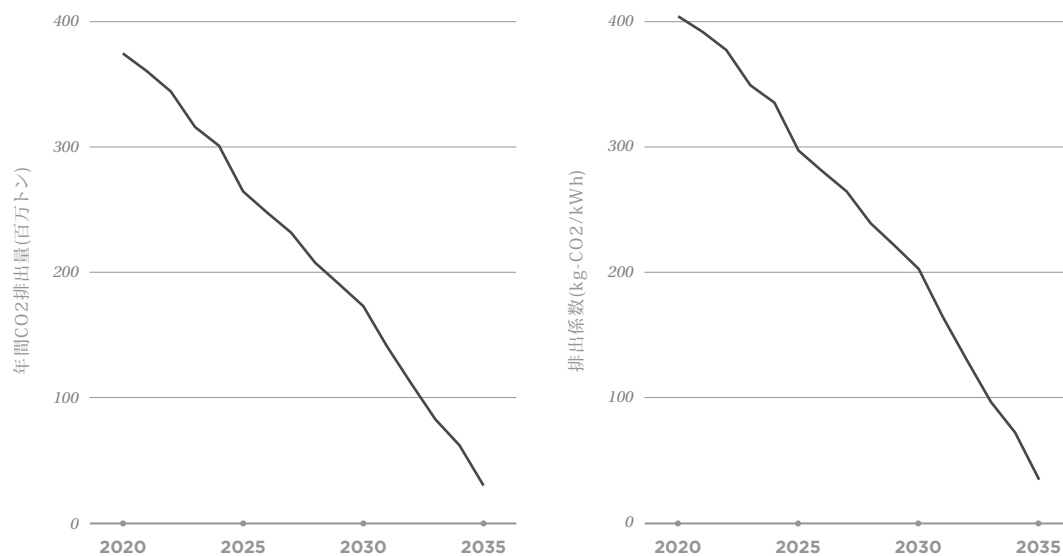


図22. CO2排出量およびCO2排出原単位の推移

4

補足事項および今後の研究

本研究では日本の電力システムを対象に運用面から実現可能で費用を最小化する経路について、気象と同期させた電力負荷および発電データを用いて評価した。今後、90%クリーンな電力システムの他の側面について理解を深めるには、さらなる研究が求められる。まず、本研究では再エネを中心とする経路を検討したが、全てのクリーンエネルギー技術の可能性を網羅した訳ではない。また、電力不足確率、系統慣性、地域内・地域間連系線における交流の潮流、無効電力補償などの交流系統における課題などの問題について評価を進める必要がある。これらの問題に対処するための選択肢は、他の研究で明らかになっている（例えば Denholm, 2020など）。

次に、本研究での評価は当該予測誤差が運用にどのような影響を及ぼすかについては明確に取り上げていない。その代わり、経済給電モデルに運転（瞬動）予備力を組み入れ、最小費用のシステムが再エネおよび電力負荷の前日・当日予測誤差に対処する一定能力を有することを確保した。また、他のいくつかの研究では、最新の予測技術を用いることや市場閉場時間短縮することで、当該予測誤差の影響は小さくできることがわかっている（例：Hodge, 2015; Martinz-Anido, 2016）

分析では電力システムの信頼性の完全な評価を試みていない。ナリオ分析と感度分析を行い、記録的な熱波等の極端気象現象の発生や再エネ出力が少ない時期などの厳しい条件化でも常に需要が満たされることを確認した。こうしたモデリングによって90%クリーンな電力システムの運用が実現可能であることが示された。

5 結論および政策への示唆

風力発電、太陽光発電、及び蓄電池の費用は低下の一途を辿っており、それらの導入によって日本の卸電力費用を引き下げつつ、CO₂等の排出量を削減することが可能になった。本研究の結果から、日本のクリーンエネルギー発電の割合を2030年に約59%へ、2035年に90%へと拡大することで、電力費用を削減しつつ、カーボンニュートラルと大気汚染防止に向けた目標が達成できることが示唆された。

90%クリーンな電力システムに移行するには、風力発電、太陽光発電、蓄電池の導入と電力システムへの統合に関する障壁を取り除く必要がある。この最終章では、本研究の主要な結論に触れ、その結果に基づく政策提言を行い、それらの課題に対応するための考える今後の研究の優先事項について概説する。

5.1 主要な結論

風力、太陽光、蓄電池の費用の低下は、日本の電力部門を取り巻く経済環境を変えつつある。本分析は、日本の電力部門の経済性に変化が現れつつあることを明らかにした。検討を行ったシナリオにおいて、最も安価な費用で電力需要を満たすのは、風力、太陽光、蓄電池の組み合わせであった。

日本の電力システムは、クリーンエネルギー発電の比率を高めたとしても信頼性を確保することができる。基準となる燃料価格を用いた分析では、石炭火力による発電を行わず、電力需要の90%をクリーンエネルギーによって供給したとしても、電力システムの信頼性を確保できることを示した。2035年のモデル計算結果では、残余需要がピークとなる週に予期せぬ電力需要の増加が起きた場合でも、風力発電と太陽光発電が59% (夏季) から72% (冬季) の電力を供給し、信頼性を確保することができた。

電源構成に占めるクリーンエネルギーの割合を高めることで、排出量をさらに削減し、健康被害が抑えられる。クリーンエネルギーの割合を2035年に90%以上にすることで、CO2排出量は大幅に削減される。さらに、各部門で電化を進めることで大気汚染物質の排出を削減でき、本研究の検討範囲を超えて電力部門以外での環境と健康への便益がもたらされる可能性がある。

例えば、クリーンエネルギーによって充電される電気自動車や蓄電池への移行が加速すれば、自動車と発電所からの排出の両方が削減される。電化とクリーンエネルギーの組み合わせは、日本の環境目標達成に向けた強力な推進力となるだろう。

クリーンエネルギーの経済性を高めるためには、風力発電、太陽光発電、蓄電池の導入や電力システム統合に関する障壁を取り除く必要がある。本研究のベースとなったクリーンエネルギー・シナリオの実現には、風力発電、太陽光発電、蓄電池の導入をこれまで以上に進めなければならない。クリーンエネルギー・シナリオでは、2030年から2035年にかけて再エネの設備容量は188GWから254GWに増える。蓄電池は2035年には29GWまで増える。これほどの規模のクリーンエネルギー関連設備を限られた時間軸で導入するためには、規制、市場、運用、土地利用の大幅な変更が必要となる。

このような2035年の目標の達成は、今すぐ安価な再エネを基盤とする電力システムを構築する方針に転換できるかどうかにかかっている。再エネによる発電割合の拡大を、クリーンエネルギー・シナリオに示すように2020～2035年までの期間で加速させるには、導入を促進する政策・規制変更を直ちに始める必要がある。風力発電や太陽光発電の導入を加速する機運はすでに高まっているかもしれないが、蓄電池の急拡大を阻む障壁を取り除くことが喫緊の政策課題になっているとは言い難い。

5.2 考えられる今後の取り組み

クリーンエネルギー移行の便益を実現するための主な条件は以下のとおりである。

2030年以降の中期的な政策目標を策定する

本研究では、クリーンエネルギーへの移行には、発電、蓄電、送電への大規模な投資と大きな技術革新が必要であることが示された。そうした移行を支える技術・政策面の選択肢は多様である。技術ロックインと将来的な座礁資産への投資は、今後の電力システム費用の高騰につながる(Hidalgo-Gonzalez et al., 2021)。これらを回避するため、日本には技術開発と設備投資の指針となる中期政策目標が必要である。

日本は電源構成に関する2030年目標と2050年のカーボンニュートラルを掲げているが、再エネや排出量に関する中期目標を設定していない(日本政府、2021d)。さらに、カーボンプライシングなど、既存の目標達成に向けた政策の具体的な内容がまだ示されていない。電力関連設備の導入には10年を超える計画策定と設備投資が必要であることが多いため、2030年以降の中期目標を設定することは急務である。

日本政府は2050年までのカーボンニュートラル達成に向け、グリーンイノベーション基金(日本政府、2021c)とGX経済移行債(日本政府、2022a)を通じて、脱炭素化技術への数百兆円規模の官民投資を計画している。大規模な公的資金の配分に当たっては、費用対効果を最大化するために中長期目標との整合性を確保することが不可欠である。

再エネ導入と石炭火力発電所の段階的廃止を加速させる

CO₂排出は環境外部性の代表的な例である。CO₂排出量を経済効率的に削減するには、炭素の社会的費用(SCC)をカーボンプライシングによって内部化することが極めて重要である(Rode et al., 2021)。

SCCの推計値はばらつきが大きい。例えば、米国環境保護庁(EPA)は、SCCの推計値を現在の基準である51米ドル/t-CO₂から190米ドル/t-CO₂に引き上げる提案を行ったところである(Interagency Working Group, 2021年)。一方、日本の現時点の炭素価格は289円/t-CO₂(2.6米ドル/t-CO₂)である(GoJ, 2022a)。

SCCの推計値に炭素価格を近づけることで、クリーンエネルギーへの移行は加速される。炭素税や排出量取引は、世界中の多くの国の電力部門を含む各産業分野で導入されている(例：米国北東部州地域温室効果ガスイニシアチブ[RGGI]、米国カリフォルニア州、欧州連合排出量取引制度[EU-ETS]、カナダ、中国)。

しかし、炭素価格をSCCの水準まで直ちに大幅に引き上げることは、政治的・経済的にも実現可能でないことが多い。そのような場合でも、他の政策措置と組み合わせることでクリーンエネルギーへの移行を進めることができる。

日本は、新たに導入されたフィードインプレミアム(FIP)制度を含む固定価格買取(FIT)制度を通じ、さまざまな種類の再エネを支援してきた。再エネ技術間の競争を促す一般的な「再生可能エネルギー利用割合基準(RPS)制度」とは異なり、FIT制度は各技術に応じた経済的優遇措置を通じて、それぞれの再エネの導入速度を管理できる(Lesser & Su, 2008)。こうした措置は、日本の洋上風力発電の大規模導入を可能にし、費用削減に繋げることができる。

カーボンプライシング(炭素の価格付け)とFIT制度はいずれも、日本の電力システム最大のCO₂排出源である石炭火力発電の段階的廃止を経済面から実現可能にする上で必要である。本研究の分析によれば、基準燃料価格(2012年から2021年の化石燃料価格の平均)が続いた場合、炭素価格が2020年の289円/t-CO₂(2.6米ドル/t-CO₂)から2035年の6000円/t-CO₂(55米ドル/t-CO₂)まで直線的に増加すれば、石炭火力発電の99%を2035年までに段階的に廃止することが可能である(付録Dを参照)。

この炭素価格は、他の先進国の現時点あるいは今後予定されている炭素価格(日本円換算の概算額)に比べると低い。

- 欧州連合:2022年約90ユーロ/t-CO₂(1万2600円/t-CO₂、1 ユーロ[EUR]=140円)
- カナダ:2023年65カナダドル/t-CO₂(6500円/t-CO₂)、2035年170カナダドル/t-CO₂(1万7000円/t-CO₂)(1カナダドル[CAD]=100円)
- シンガポール:2024年25シンガポールドル/t-CO₂(2500円/t-CO₂)、2026年45シンガポールドル/t-CO₂(4500円/t-CO₂)、2030年50–80シンガポールドル/t-CO₂(5000–8000円/t-CO₂)(1シンガポールドル[SGD]=100円)

また、カーボンプライシングによって得られる収益は、脱炭素技術への官民投資の財源としても活用することができる。以下に示すとおり、その収益の一部を還付することで、カーボンプライシングの経済的負担を緩和することができる。

再エネの迅速な導入の制度的・社会的な障壁を取り除く

経済的な障壁に加え、再エネの大規模かつ迅速な導入には制度的・社会的な障壁もある。例えば、再エネ事業による地域社会や環境への影響の可能性、許認可などの行政手続きの遅れ、投資リスクなどである。日本を含め各国で、一部の再エネ事業が社会や環境に関する全国的な議論につながったという事例もある(Segreto et al., 2020)。大規模で迅速な再エネ導入を実現するためには、カーボンプライシングやFIT制度によって経済的障壁に対処するだけでなく、制度的・社会的な障壁も取り除く必要がある。

社会や環境に関する課題を適切に評価し、建設や送電網接続に関する許認可手続を迅速に進めるには、適地の選定やゾーニングにおいてマルチステークホルダー・プロセスを活用することが有効である(米国国際開発庁[USAID]およびNREL, 2017)。再エネ導入に対する社会の反発は、日本を含む世界中の国において大きな障壁となりうるからだ。

再生可能エネルギーゾーン(REZ)は、再エネの質が高く、かつ社会・環境両面から開発に適しているとして事前審査を通過した地域を指す。REZの選定に際して、関連するステークホルダーが早い段階から関与することで、開発に伴う諸問題を効果的に特定・回避し、許認可手続きを迅速に進めることができる。米テキサス州とカリフォルニア州では2000年代後半から、風力発電や太陽光発電についてREZを選定した。これにより事業や送電線への接続に関する許認可を円滑に進め、経済的損失を減らし、環境への影響を最小限に抑えてきた。

それに加えて、安価で費用対効果の高い再エネの導入を全国的な優先事項とする必要がある。再エネ導入によるエネルギー安全保障強化と排出量削減の便益は国全体で享受するものであり、送電線整備の投資費用は国全体で負担すべきある。(Andrade & Baldick, 2017)。再エネの大量導入に向け、電力広域的運営推進機関が広域連系系統のマスタープランが2023年3月に策定された。

重点的支援を通じた公正なエネルギー移行を図る

少数の人たちに経済的な痛みを強いてしまっては、公正なエネルギーの移行は実現しない(Wang & Lo, 2021)。このような問題に対処する方法としては、カーボンプライシングによる収益を家庭や企業に還付し、電気料金を引き下げる(相殺する)カリフォルニア州の電気・ガス料金還付やカナダの気候行動インセンティブなどの制度を参考にすることができる。このほかカリフォルニア州は、排出量取引のオークション収入を、環境上の公正に関する課題解決を目的として、恵まれない環境下にあるコミュニティや低所得者の居住地域に手厚く分配している。

石炭火力発電の段階的廃止が、地元の地域や企業に及ぼす社会経済的な影響も緩和する必要がある。カーボンプライシングによる収入を、石炭火力発電所立地地域の従業員等を対象としたリスキリング(研修)や、地域への経済的補償、発電所設備の減価償却の加速等に充てることで、発電所閉鎖に伴う立地地域や企業の従業員の経済的影響や雇用への影響を緩和することができる。例えば、2021年の米国救済計画法や2022年のインフレ抑制法を通じて、米国政府は石炭から再エネへの円滑な移行を進めている。これらの法律では、ジャスト・トランジション基金や全国経済トランジション・プラットフォームを通じて石炭火力からの移行を進める地域等に財政的・技術的な支援を行っている。

電力システムの信頼性を確保し、運転の柔軟性を向上させ、エネルギー効率を高める

本研究が示したとおり、変動性や不確実性を伴う太陽光発電や風力発電を主力電源とするためには、電力システムの柔軟性と信頼性の確保が特に重要となる。化石燃料中心の電力システムから再エネ中心の電力システムへと移行する期間を通じ、その両者の調整を適切に行わ

れなければ、電力システムの信頼性が危機にさらされるリスクがあるからである(Grubert & Hastings-Simon, 2022)。柔軟性については、天然ガス火力・水力発電所、蓄電システム、需要側の管理や対策(例: デマンドレスポンス、V2G [電気自動車に蓄えられた電力を電力網に供給する技術])等によって供給できる(Degefa et al., 2021)。これらを含む柔軟性資源への十分な投資を促すため、容量市場および需給調整市場を適切に設計し、十分な収益を得られるビジネスモデルを構築することが求められる。

蓄電池が電力システムの信頼性に大きく貢献するのは、本分析が示したとおりである。蓄電池導入に関する政策目標を掲げることで、蓄電池の実用化を推進し、様々な容量市場や需給調整市場での収益の確保につなげることができる。

さらに、蓄電池の技術や市場がまだ比較的未成熟な導入の初期段階においては、補助金や一定水準の蓄電池導入の義務付けが有効である。米国連邦政府は2022年インフレ抑制法において、蓄電池と併設した太陽光発電の導入に投資税額控除(ITC)を設けている(2022年インフレ抑制法, 2022年)。また、米国の9つの州政府は電力各社に対して、一定量の蓄電池の調達や設置を義務付けている。

特に気候変動が進むにつれて記録的な猛暑や寒波の頻度が高まることに伴い、電力システムの信頼性確保のためにデマンドレスポンスが大きく貢献することが期待される。また、容量市場や需給調整市場を通じ、電力需要が高まる夏季や冬季の信頼性確保において柔軟性の高い天然ガス火力発電は大きな役割を果たす。

また、本研究で示した送電網への投資が実現すれば、計画供給予備力や運転予備力が地域間で共有されるほか、電力需要および変動性再エネ発電の変動が平準化し、電力システムの信頼性を向上させるだろう。送電網の構築には5年から10年といった長いリードタイムを要するため、早期の計画策定がより一層重要となる。

需要側のエネルギー効率を高めることは、電力システムの信頼度の向上と費用削減に有効である(Relf et al., 2018)。気候変動に伴う記録的な猛暑や寒波により、電力需要のピークは将来的に上昇すると予測されている。建物の断熱はそうした際の電力負荷を減らし、電力システムの信頼性を高める。断熱の費用回収期間は一般的に短いため、新築の建物には、建築基準における断熱要件の強化など、強制力のある施策が最も効果的な場合が多い。一方、既存の建築物の改修には経済的な優遇措置が効果的である。

こうした取り組みを通じて、日本の電力システムを早期に脱炭素化することで他部門の電化もより迅速に進み、CO2排出量が削減され、2050年のカーボンニュートラルへの道筋をひらくことができるだろう。

参考文献

- Abhyankar, N., Deorah, S., & Phadke, A. (2021). *Least-Cost Pathway for India's Power System Investments through 2030*. https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/fri_india_report_v28_wcover.pdf
- Abhyankar, N., Lin, J., Kahrl, F., Yin, S., Paliwal, U., Liu, X., Khanna, N., Phadke, A., & Luo, Q. (2022). *Achieving An 80 Percent Carbon Free Electricity System In China By 2035 - Energy Innovation: Policy and Technology*. <https://energyinnovation.org/publication/achieving-an-80-percent-carbon-free-electricity-system-in-china-by-2035/>
- Advisory Committee for Natural Resources and Energy of Japan. (2021). *Generation costs report for long-term energy projection subcommittee (Japanese)*.
- Andrade, J., & Baldick, R. (2017). *Estimation of Transmission Costs for New Generation*. https://energy.utexas.edu/sites/default/files/utaustin_fce_transmissioncosts_2017.pdf
- Bistline, J., Abhyankar, N., Blanford, G., Clarke, L., Fakhry, R., McJeon, H., Reilly, J., Roney, C., Wilson, T., Yuan, M., & Zhao, A. (2022). Actions for reducing US emissions at least 50% by 2030. *Science*, 376(6596), 923–924. https://doi.org/10.1126/science.abn0661/suppl_file/science.abn0661_sm.pdf
- Burrough, P. A., and McDonell, R. A., (1998). *Principles of Geographical Information Systems*, Oxford University Press, New York, 190 pp.
- Committee on the Procurement Prices of Renewable Electricity. (2022). *Reports on the Procurement Prices of Renewable Electricity*. <https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/>
- Degefa, M. Z., Sperstad, I. B., & Sæle, H. (2021). Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources. *Electric Power Systems Research*, 194, 107022. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107022>
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). (2020). *European Center for Medium-Range Weather Forecast's Reanalysis 5th Generation (ERA-5)*. <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>

- Global Modeling and Assimilation Office (GMAO). (2015). *Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2*. doi: 10.5067/vjafpli1csiv
- Government of Japan (GoJ). (2021a). *Amendment of the Act on Promotion of Global Warming Countermeasures* (testimony). <https://www.env.go.jp/press/109218.html>
- GoJ. (2021b). *Annual Whitepaper on Energy 2020*. <https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/>
- GoJ. (2021c). *Green Innovation Fund*. https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/gifund/index.html
- GoJ. (2021d). *Japan's Nationally Determined Contribution (NDC)*. https://unfccc.int/sites/default/files/ndc/2022-06/japan_first%20ndc%20%28updated%20submission%29.pdf
- GoJ. (2021e). *Japan's Sixth Strategic Energy Plan*. https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/
- GoJ (2021f). *Cost information of power plants in Japan*. https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_02.pdf
- GoJ. (2022a). *Green Transformation (GX) Executive Meeting (4th)*. https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/dai4/index.html
- GoJ. (2022b). *Trade Statistics of Japan*. https://www.customs.go.jp/toukei/info/index_e.htm
- Grubert, E., & Hastings-Simon, S. (2022). Designing the mid-transition: A review of medium-term challenges for coordinated decarbonization in the United States. *In Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change* (Vol. 13, Issue 3). John Wiley and Sons Inc. <https://doi.org/10.1002/wcc.768>
- Hidalgo-Gonzalez, P. L., Johnston, J., & Kammen, D. M. (2021). Cost and impact of weak medium term policies in the electricity system in Western North America. *The Electricity Journal*, 34(3), 106925. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.106925>
- Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases. (2021). *Technical Support Document: Social Cost of Carbon, Methane, and Nitrous Oxide Interim Estimates under Executive Order 13990*.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2018). *Special Report: Global Warming of 1.5°C*. <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- IEA Wind TCP Task 25 (2021), Design and operation of energy systems with large

- amounts of variable generation, Final summary report. <https://publications.vtt.fi/pdf/technology/2021/T396.pdf>
- IRENA (2017), Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [./-./media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf?rev=8bf1e29230e74ce39e19b6f3bfd5914d](https://media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf?rev=8bf1e29230e74ce39e19b6f3bfd5914d)
- Ito, S. (2010). Trace Substance Emissions from Coal Combustion and Recent Topics. Proceedings of the Society of Chemical Engineers, Japan, 2010f (0), 346-347
- Japan Electric Power Exchange (JEPX). (2022). *HJKS: Hatsudensho Joho Kokai System* <https://hjks.jepx.or.jp/hjks/>
- Komiyama, R., Fujii, Y. (2014). Assessment of massive integration of photovoltaic system considering rechargeable battery in Japan with high time-resolution optimal power generation mix model, *Energy Policy*, 66, 73-89, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.022>.
- Komiyama, R., Fujii, Y. (2017). Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nation-wide power grid. *Energy Policy*, 101 (C), 594-611
- Komiyama, Ryoichi & Fujii, Yasumasa, (2019). Optimal integration assessment of solar PV in Japan's electric power grid, *Renewable Energy*, 139(C), 1012-1028.
- Lelieveld, J., Evans, J., Fnais, M. et al. (2015) The contribution of outdoor air pollution sources to premature mortality on a global scale. *Nature* **525**, 367-371. <https://doi.org/10.1038/nature15371>
- Lesser, J. A., & Su, X. (2008). Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development. *Energy Policy*, 36(3), 981-990. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.11.007>
- Matsuo, Y., Endo, S., Nagatomi, Y., Shibata, Y., Komiyama, R., Fujii, Y., (2020) Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies, *Applied Energy*, 267, 113956, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113956>.
- Muhmud, Z., Shiraishi, K., Abido, M. Y., Sánchez-Pérez, P. A., Kurtz, S. (2023). Hierarchical approach to evaluating storage requirements for renewable-energy-driven grids. *iScience*, 26(1), <https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.105900>
- Ministry of Economy, Trade, and Industry (METI). (2021). *Electric Utility Business Handbook*.
- METI. (2022). *Feed-in Tariff Statistics*. <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>

- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2017). *System Advisor Model (SAM) Version 2017. 9. 5*. <https://sam.nrel.gov/>
- NREL. (2022). *Annual Technology Baseline 2022 (ATB 2022)*. <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/technologies>
- Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan. (2021). *Firm capacity coefficients for solar, wind, and hydro power generators in each area for Fiscal Year 2022 supply plan*. https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/202111_choseikeisu_I5_ichiran.pdf
- Phadke, A., Paliwal, U., Abhyankar, N., McNair, T., Paulos, B., Wooley, D., & O'Connell, R. (2020). *2035 the Report - Plummeting Solar, Wind, and Battery Costs Can Accelerate Our Clean Electricity Future*. <https://www.2035report.com/electricity/>
- Relf, G., York, D., & Kushler, M. (2018). *Keeping the Lights On: Energy Efficiency and Electric System Reliability | ACEEE*. <https://www.aceee.org/research-report/u1809>
- Rennert, K., Errickson, F., Prest, B.C. et al. Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO₂. *Nature* **610**, 687–692 (2022). <https://doi.org/10.1038/s41586-022-05224-9>
- Rode, A., Carleton, T., Delgado, M., Greenstone, M., Houser, T., Hsiang, S., Hultgren, A., Jina, A., Kopp, R. E., McCusker, K. E., Nath, I., Rising, J., & Yuan, J. (2021). Estimating a social cost of carbon for global energy consumption. *Nature* **2021** 598:7880, 598(7880), 308–314. <https://doi.org/10.1038/s41586-021-03883-8>
- Segreto, M., Principe, L., Desormeaux, A., Torre, M., Tomassetti, L., Tratzi, P., Paolini, V., & Petracchini, F. (2020). Trends in Social Acceptance of Renewable Energy Across Europe—A Literature Review. *International Journal of Environmental Research and Public Health* **2020**, Vol. 17, Page 9161, 17(24), 9161. <https://doi.org/10.3390/IJERPH17249161>
- U.S. Agency for International Development (USAID) and NREL. (2017). *Renewable Energy Zone (REZ) Transmission Planning Process — Greening the Grid*. <https://greeningthegrid.org/news/new-resource-renewable-energy-zone-rez-transmission-planning-process>
- U.S. Government. (2022). *Inflation Reduction Act of 2022* (testimony).
- Wang, X., & Lo, K. (2021). Just transition: A conceptual review. *Energy Research & Social Science*, 82, 102291. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102291>

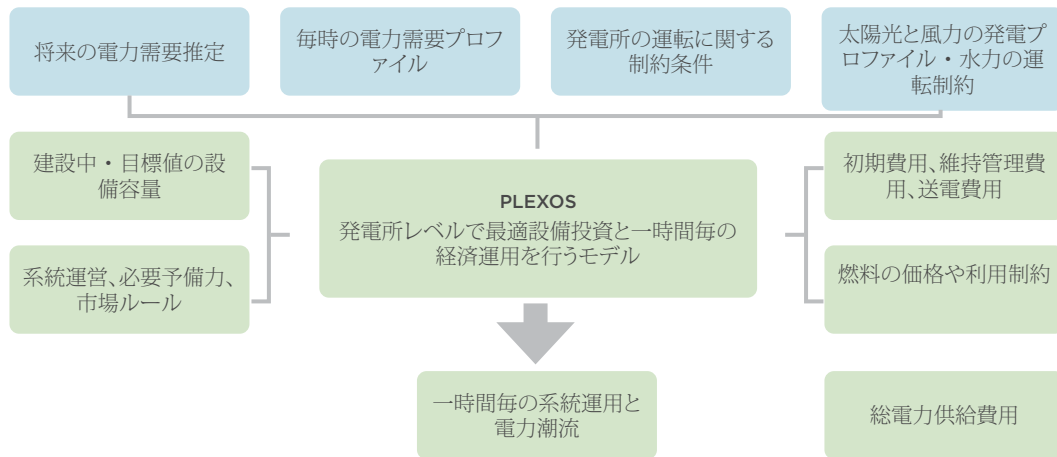
付録A | モデリング手法

再生可能エネルギー(再エネ)が主力電源となる場合の電力システムへの影響を評価する際に、最新の研究では最適設備計画モデルと経済給電モデルを使用することが一般的である。本研究では、世界中の送配電事業者や電力会社が標準的に使用するPLEXOSを用いて、最適設備計画モデルと経済給電モデルを組み合わせて使っている(Abhyankar et al., 2022)。初めに、最適設備計画モデルを用いて、地域の電力需要の要件、電力網の信頼性(予備力)の要件、技術資源の制約、政策上の制約を満たす、2020～2035年までの最小費用の(「最適な」)発電・蓄電・地域間連系線への投資量計算する。次に、経済給電モデルを用いて、最適設備計画モデルで得られた設備構成を用いて2035年の発電・蓄電・送電の給電シミュレーションを行い、系統運用の信頼性を評価する。経済給電モデルを用いて、年ごとに1時間単位での経済的給電のシミュレーションを行い、最も電力需給が逼迫する時間帯を含め、1年間8760時間を通して電力システムを安定的に運用することが可能であることを確認する。

PLEXOSは、決定論的な混合整数最適化法を用いて、電力システムの物理的パラメータ(例：発電機の容量、出力変化速度、送電容量)と経済的パラメータ(例：燃料価格、起動費用、電力輸出入制限)を与えた場合の、最小の費用で電力需要を満たす投資・運用方法を計算する。さらにPLEXOSでは、一定期間の1時間ごと(1分間隔)のユニットコミットメント(電起動停止起動停止)と経済給電のシミュレーションも行う。PLEXOSはモデルの透明性が高く、利用者に数学的問題の定式化の全体像を提示できる。本研究で用いたモデルでは、既存・新規の発電・送電・蓄電に係る電力システム全体の総費用(固定費と変動費の合計)を最小化する(Abhyankar et al., 2022)。本研究では、なかでも様々な電源の導入速度、石炭火力発電所の廃炉、電力需要の変化、電力市場の設計、サプライチェーンの課題を検証するさまざまなシナリオの下で、最適な(総費用を最小化する)設備構成を検討する。

本研究では、2020年時点で日本の電力網は、23GWの地域間連系線によって相互に連系される9つの地域と、独立する一つの地域(沖縄)でモデル化した。

図A1は本手法の全体像とさまざまなデータの構成要素を図示したものである。



図A1. モデリング手法の全体像

付録B | モデリングの入力データ

日本の陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電、蓄電池の導入費用および運用・保守（O&M）固定費の予測は、日本の費用データ、2022年の米国国立再生可能エネルギー研究所（NREL）年次技術ベースライン（ATB）の予測、専門家との議論に基づいて決定した（2022年調達価格等算定委員会、日本政府 2021f、NREL 2022）。風力、太陽光、蓄電池の初期費用の想定を表B1に示す。

表B1. 太陽光、風力、蓄電池の初期費用の想定

年	低	中	高	低	中	高
	太陽光発電			蓄電(4時間)		
	費用/kW: 千円/kW(米ドル/kW)			費用/kW: 千円/kW(米ドル/kW)		
2020	198 (1,800)	198 (1,800)	198 (1,800)	48 (433)	48 (433)	48 (433)
2030	81 (736)	102 (927)	166 (1,510)	16 (141)	25 (225)	30 (273)
2035	76 (691)	96 (873)	150 (1,360)	14 (127)	23 (229)	27 (246)
	陸上風力発電			洋上風力発電(着床式)		
	費用/kW: 千円/kW(米ドル/kW)			費用/kW: 千円/kW(米ドル/kW)		
2020	280 (2,550)	280 (2,550)	280 (2,550)	515 (4,681)	515 (4,681)	515 (4,681)
2030	204 (1,850)	222 (2,020)	226 (2,050)	321 (2,915)	348 (3,614)	406 (3,691)
2035	188 (1,710)	207 (1,880)	212 (1,930)	253 (2,301)	286 (2,602)	361 (3,278)
	洋上風力発電(浮体式)					
	費用/kW: 千円/kW(米ドル/kW)					
2020	572 (5,200)	600 (5,455)	650 (5,908)			
2030	399 (3,629)	445 (4,042)	539 (4,901)			
2035	374 (3,406)	421 (3,832)	521 (4,738)			

• 1米ドル=110円（2013年9月から2022年8月の平均為替レート）

その他のクリーンエネルギーの費用および運転パラメータは、日本政府の推定値(日本政府、2021f、調達価格等算定委員会2022年)および専門家との議論から決定した。各想定概要を表B2に示す。

表B2. その他のクリーン技術の費用および運転パラメータ

	初期費用*	O&M固定費*	熱効率 (GJ/MWh)	計画外停止率(%)	保全停止率(%)	出力変化速度 (出力の分単位 の変化率:%)	補助機器消費電力(%)
バイオマス	398 (3,620)	27 (245)	8.3	5	10	N/A	6
地熱	790 (7,180)	33 (300)	N/A	5	10	N/A	11
水力発電	620 (5,640)	16 (145)	N/A	5	5	100%	1
水素、アンモニア	161 (1,460)	6.4 (58)	6.6	5	5	2%	2.3

*初期費用およびO&M固定費 単位:千円/kW(2020年円(実質))。カッコ内は1米ドル=110円[2013年9月~2022年8月の平均為替レート]で換算した米ドル額)

表B3. 従来技術の費用および運転パラメータ

	初期費用*	O&M固定費*	発熱量 (GJ/MWh)	計画外停止率 (%)	計画停止率(%)	COLD-START TIME (HOURS)	MINIMUM UP- TIME (HOURS)	MINIMUM DOWN-TIME (HOURS)	最低出力(%)	出力変化速度 (出力の分単位 の変化率:%)	補機消費電力 (%)
石炭	244 (2,220)	11.9 (108)	8.3	5	10	24	12	6	40	1	5.5
天然ガス コンバインドサイクル ガスタービン(CCGT)	161 (1,460)	6.4 (58)	6.6	5	5	12	6	3	30	2	2.3
天然ガス ガスタービン(GT)	101 (922)	2.3 (21)	9.7	5	5	1	1	1	20	10	2.3
原子力	516 (4,690)	17.3 (157)	10.3	5	20	96	96	96	90	N/A	4.0

*初期費用およびO&M固定費 単位:千円/kW(2020年の数値)。カッコ内は1米ドル=110円[2013年9月~2022年8月の平均為替レート]で換算した米ドル金額

従来技術(石炭、原子力、天然ガス)の初期費用およびO&M固定費は、前述の日本と米国の推定値(日本政府、2021fとNREL, 2022)から抽出した。出力変化速度、最低出力、補機消費電力、最小起動・停止時間などの運転パラメータは、前述の日本と米国の研究、規制基準、有識者・業界との各協議で用いたデータに基づく。これらの概要を表B3に示す。既存の発電所の容量および稼働開始年は、日本卸電力取引所(JEPX、2022年)、FIT制度の諸統計(経済産業省、2022年)、発電事業者のウェブサイト、電気事業者便覧(経済産業省、2021年)などの複数の資料から抽出している。

表B4. 主な想定とパラメータの概要

パラメータ	想定	出所
地理的範囲	10地域(ノード)	
太陽光・風力・蓄電池技術の費用	NREL ATB 2022の予測値を国内事情に合わせて調整	日本政府 2021f、2021年諮問委員会、各有識者協議
他の再エネおよび従来技術の費用	地熱、バイオマス、水力、水素、天然ガス、石炭、原子力の費用は日本政府の推定値に基づく。	日本政府 2021f、各有識者協議
運用・保守 (O&M)	廃止されていない全発電所のO&M固定費および変動費を費用として計上	
加重平均資本コスト (WACC)	2.5%(実質)	電力広域的運営推進機関 (OCCTO)2021年、各有識者協議
電力需要	年間・月間需要量、および日・時間単位の電力負荷プロファイル(すべて地域ごと)	日本政府 2021e、10地域の送配電事業者(T&D)のウェブサイト、各有識者協議
極端な気象現象の分析	気象データに基づく4年間(2017-2020年)の1時間毎の気象データと電力需要を使用。気象は電力需要と風力・太陽光発電の両方に影響を及ぼす	
原子力発電所の廃止	2022年時点で20年の運転延長が認められていない原子力発電所は、感度分析の低原子力・シナリオでは運転開始後40年で廃止すると想定	各有識者協議

パラメータ	想定	出所
技術的寿命	風力:30年 太陽光発電:30年 水力発電:100年 蓄電池:15年 原子力:60年 天然ガス:50年 石炭:50年	日本政府 2021f、日本卸電力取引所 (JEPX) 2022年、NREL 2022、各有識者協議
経済的寿命	標準的な償却期間は30年、蓄電池のみ15年	各有識者協議
住宅用太陽光発電、地熱、水素、バイオマス	各々の2030年目標は義務的に導入。経済的であればモデルが追加導入を選択	日本政府 2021e
炭素価格	2020～2035年までの全排出量に対する炭素価格は289円/t-CO ₂ 。炭素価格の分析(付録D参照)では、炭素価格は2026年から直線的に上昇し、2035年には最終目標価格に達する	
計画供給予備力	各地域10%	有識者協議
運用予備力	電力負荷と太陽光・風力の割合に応じて、周波数制御用予備力、瞬動予備力(緊急時予備力)、柔軟性予備力(出力調整予備力)が導入される。必要運転予備力の水準はLew et al.(2013)を基に算出した	Lew et al. (2013)、ReEDs (2021)、有識者協議
供給信頼度評価における再エネの供給力評価	日本政府による各地域の変動性再エネ(太陽光、風力、水力)の調整係数を用いた(OCCTO 2021)	OCCTO 2021年、有識者協議

付録C | 太陽光・風力発電プロフィール

太陽光・(洋上・陸上)風力発電の資源ポテンシャルとプロフィールを一から推計した。このセクションでは、採用した二つの方法論について説明する。まず、各地域で利用可能な太陽光・風力発電の資源ポテンシャルの推計を行った。これは、PLEXOSモデルで各地域において導入できる新規容量の上限となる。資源ポテンシャルの推計においては、設備利用率、土地利用区分、標高、傾斜、自然公園、漁業水域、海上自衛隊・米軍の訓練区域などの地理空間データを用いて、太陽光発電や風力発電に不適切な地域を除外している。もう一つは、各地域の代表的な1時間あたりの太陽光・風力発電プロフィール(1時間あたりの設備利用率)の推計である。まず、それぞれのサイトにおける発電プロフィールを再解析(リアナリシス)データセットを用いた気象データを使って推計する。その後、集約アルゴリズムを使用し、地域またはクラスターレベルの代表的なプロフィールを作成する。これらの資源ポテンシャルと発電プロフィールの推計は、陸上風力発電と太陽光発電については地域レベルで、浮体式・着床式の洋上風力発電についてはクラスターレベルで行う。

資源ポテンシャル

太陽光発電

各地域の太陽光発電の資源ポテンシャルを推計するために、まずは各地域の全域から太陽光発電の導入に適さないエリアを除外する。太陽光発電の資源ポテンシャルの推計には、土地利用区分、傾斜、標高、自然公園という4つの除外基準を使用する。

土地利用区分のデータセットは、欧州宇宙機関(ESA)のコペルニクス・プログラムから取得する。使用するのは、100mの空間分解能を持ち、土地利用区分を23に分類したモデレート・ダイナミック・ランドカバーのデータセットである。そこから森林(樹冠疎密度が70%超の林地)、湿地、蘚苔類・地衣類、都市・市街地、雪氷地、永久水域、外洋を除外する。

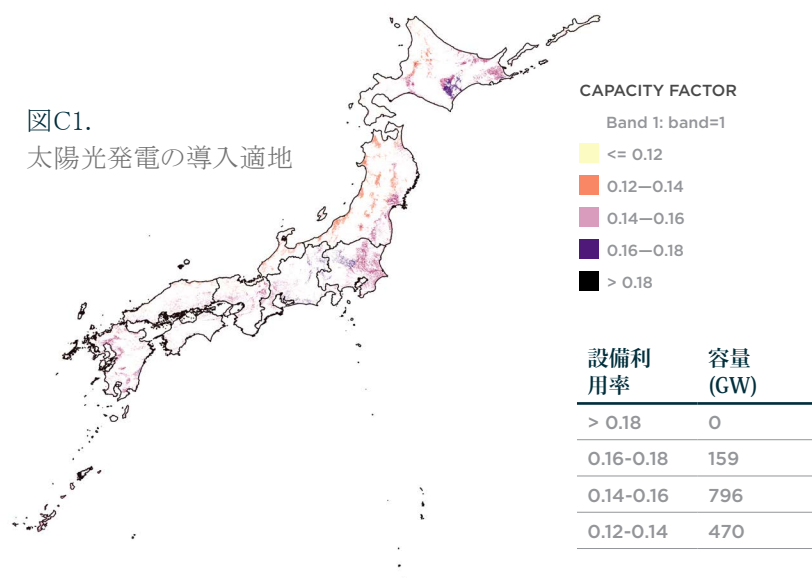
土地利用区分のほかに、標高と傾斜も用いて太陽光発電の導入に適さないエリアを除外する。標高データもESAのコペルニクス・プログラムのコペルニクスGLO-30デジタル標高モデルから取得する。このデータセットは30mの空間分解能を持ち、人工構造物やインフラを含む地表の標高を示している。傾斜は平面図法を用いて標高データセットから推計する。平面図法は、対象セルとその周辺の8つのセルとの間の最大標高変化に基づいて最も急な降下傾斜を推計する(Burrough, et al., 1995)。

標高4000mおよび傾斜5度を超えるエリアを除外する。その後、自然公園地域に該当するエリアを除外する。土地利用区分、標高、傾斜、自然公園という除外基準に従って除外した後、残った地域内のエリアは、太陽光発電の導入に適していると考えられる。

各地域の太陽光発電ポテンシャルの質を評価するために、グローバル・ソーラー・アトラスの資源データを使用する。ソーラー・アトラスは、30秒角(～1km)の空間分解能で太陽光発電の年間平均設備利用率を提供する。このデータセットとその風力版のグローバル・ウインド・アトラスは世界銀行が開発したものである。ソーラー・アトラスは、10年間の気象データを使って太陽光発電をモデル化し、太陽光発電の年間平均設備利用率データを作成している。算出した年間設備利用率のデータと、上記の再生可能エネルギー(再エネ)の適性データを組み合わせ、太陽光資源マップを作成した(図C1)。このマップは、国内にあるすべての導入適地における設備利用率を示している。

図C1.

太陽光発電の導入適地



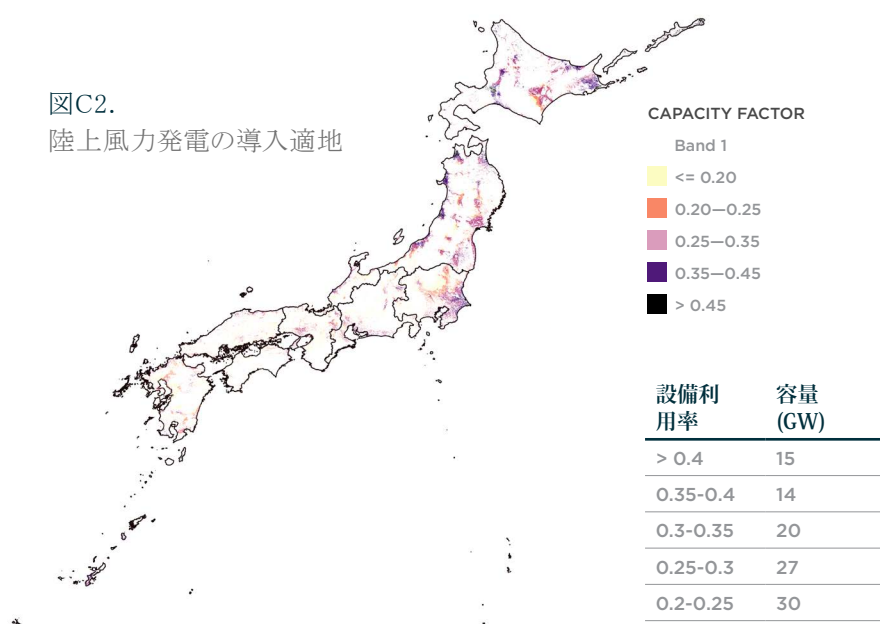
陸上風力発電

陸上風力発電の資源ポテンシャルを推計する方法論は、太陽光発電に用いた方法とよく似ている。地域全域から陸上風力発電の導入に適さないエリアを除外して、資源ポテンシャルを推計する。太陽光発電の場合と同じように、土地利用区分、標高、傾斜、自然公園のデータセットを使用する。ただし、太陽光発電と風力発電では標高と傾斜に関する考慮事項が異なるため、標高と傾斜については異なる限界値を適用する。陸上風力発電の場合、標高3000mおよび傾斜11.31度を超えるエリアを除外する。

土地利用区分については、太陽光発電と同じ基準を用いて、森林（樹冠疎密度70%超の林地）、湿地、蘚苔類・地衣類、都市・市街地、雪氷地、永久水域、外洋を除外する。グローバル・ウインド・アトラスは、風力発電の年間平均設備利用率を1kmの空間分解能で提供する。これは、10年間の1時間ごとの気象データを使って作成した後に平均をとり、各サイトにおける年間平均設備利用率を求めたものである。ウインド・アトラスの設備利用率データと上記の導入適地のデータを組み合わせて、日本の風力資源マップを作成した（図C2）。このマップは、国内にあるすべての導入適地における陸上風力発電の設備利用率を示している。

図C2.

陸上風力発電の導入適地



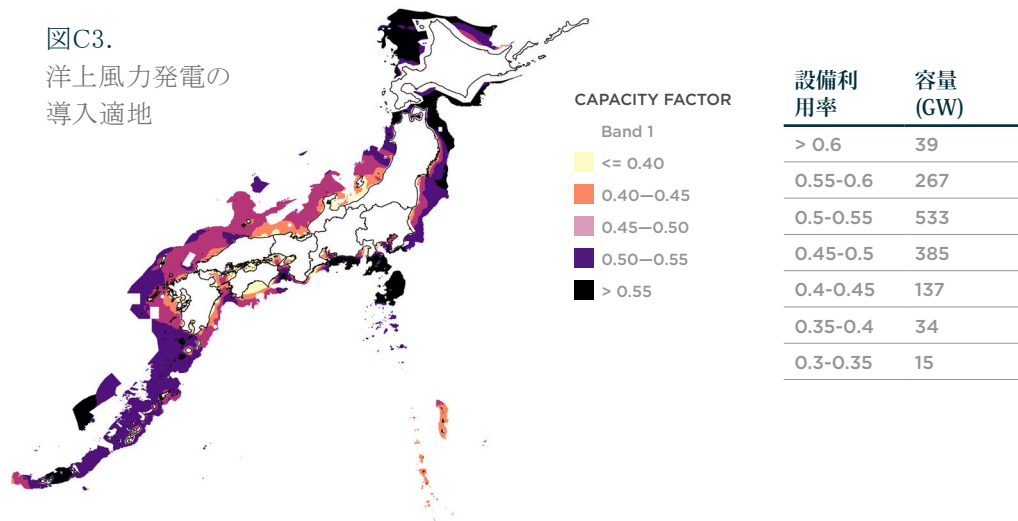
洋上風力発電

洋上風力発電の資源ポテンシャルを推計するためには、日本の排他的経済水域（EEZ）、海洋深度データ、海上自衛隊や米軍の訓練地域と漁業水域の位置に関するGISデータセットを使用する。

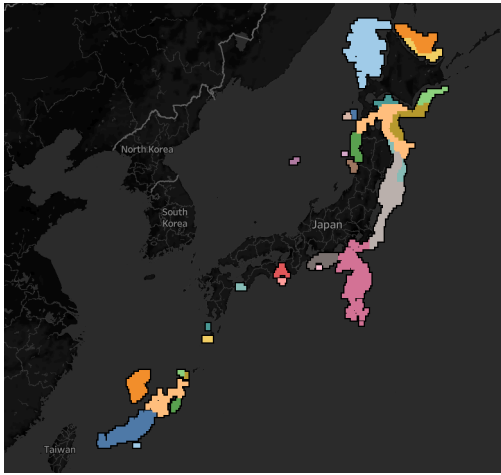
入手可能な最も優れた世界の海底地形データセットは、大洋水深総図（GEBCO）から取得できる。GEBCOデータセットは全世界をカバーし、500mの空間分解能を持つ。まず、日本のEEZから水深1000mを超える海域を除外する。水深1000mを超える海域には、現在のところ洋上風力発電の導入は経済的に不可能と想定している。水深60m未満の海域は着床式の技術に適しており、水深60mから1000mまでの海域は浮体式の風力発電技術に適していると考えられる。

これらの適応限界水深は米国国立再生可能エネルギー研究所(NREL)が米国における洋上風力の分析に用いているものと同じ値を採用している。次に、海上自衛隊や米軍の訓練地域と漁業水域に該当するエリアを除外する。太陽光発電や陸上風力発電と同じように、このデータセットとグローバル・ウインド・アトラスの設備利用率データを組み合わせて、すべての導入適地の設備利用率を示した日本の洋上風力資源マップを作成した(図C3)。続いて空間的に制限された多変量クラスター分析のアルゴリズムを用いて、着床式・浮体式風力発電所のクラスターを作成した。クラスターingの際には、同程度の設備利用率を有し、空間的に隣接したサイトが同一のクラスターに分類されるようにした。浮体式については30のクラスターを、着床式については10のクラスターを作成した。日本の洋上風力発電ポテンシャルの大半は、水深60mより深い海域にあるため、浮体式のクラスターをより多く作成した。クラスターのマップを図C4に示す。

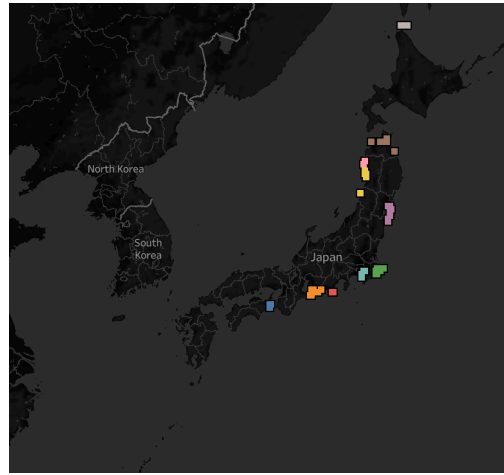
図C3.
洋上風力発電の
導入適地



浮体式



着床式



図C4. 浮体式・着床式洋上風力発電のクラスター

資源プロファイルのモデリング

ここでは、各地域の代表的な1時間あたりの太陽光・風力発電プロファイルを作成するために用いた方法論を説明する。使用するのは前のセクションで作成した資源マップのデータセット、つまり導入適地の設備利用率データセットである。また、再解析データセットからの気象データも使用する。再解析データセットから風速、風圧、気温、日射量などを抽出し、太陽光・風力発電所をモデル化するソフトウェアに取り込み、1時間あたりの太陽光・風力発電量を求める。その上で、地域内の多くのサイトの発電量をを集約して、各地域の代表的な発電プロファイルを作成する。太陽光、陸上・洋上風力発電それぞれの方法論を以下に詳述する。

太陽光発電

前のセクションでは、年間平均設備利用率を示した導入適地のグリッドデータセットを作成した。そこから技術的な資源ポテンシャルが得られたが、現実には技術的に導入可能なすべてのサイトに導入されるわけではない。経済性を規定するのは資源の質であり、実際に導入されるのは最適な資源が存在するサイトに限られる。各地域の代表的な資源プロファイルを求めるには、最適なサイトのサンプリングを行い、それらのサイトのプロファイルを集約する必要がある。

太陽光発電プロファイルを推計するために、設備利用率の上位25パーセンタイルのサイトを

選び出す。ただし、設備利用率が極めて低いサイトは経済性が低いため、設備利用率が15%を超えるサイトに限定する。それぞれの地域において、その上位サイト群の中からそれぞれ2000サイトを無作為に抽出する。その後、2000サイトそれぞれの1時間あたりの発電電力量を推計して平均を出し、その地域の代表的な太陽光発電プロファイルを作成する。2000サイトそれぞれの1時間あたりの発電電力量を推計するには、地球気候監視ツールERA5の1時間ごとの気象データを使用する。

ERA 5 は、欧州中期気象予報センター(ECMWF, 2020)からの1時間ごとの再解析データセットで、30km×30kmの空間分解能を持つ。ERA5は地表から高度80kmまでの137の気圧層にある風速、気温、風圧、日射量などについて過去の1時間ごとのデータを提供している。太陽光の発電電力量を推計するために、地表面下向き日射量(ssrd)、地表2mの気温、高度10mにおける風速のUV成分を抽出する。あるサイトの太陽光発電をモデル化するには、直達日射量(DNI)と散乱日射量(DHI)も必要である。ERA5から取得したssrd変数から全天日射量(GHI)を求め、GHIを用いてDHIとDNIを推計する

NRELのDISCモデルは、Maxwell(1987)に基づいて、GHIとDHI、GHIとDNIとの間の経験的關係を示している。太陽光発電のモデル化には、NRELのシステムアドバイザーモデル(SAM)(NREL, 2017)を使用する。SAMのソフトウェア開発キットは、GHI、DHI、DNI、気温、風のUV成分を入力情報として取り込み、太陽光の発電電力量を出力する。SAMを用いた太陽光発電のシミュレーションには、1軸システムを使用する。2000サイトの1時間あたりの発電電力量を平均して、その地域の代表的なプロファイルを作成する。

陸上風力発電

陸上風力発電のプロファイルを推計する方法論は太陽光発電とよく似ており、同様の方法を用いて各地域のサンプルサイトを選定する。資源ポテンシャルを推計する際に作成した年間平均の設備利用率データセットから上位25パーセンタイルのサイトを選び出す。設備利用率が極めて低いサイトが含まれないよう、設備利用率が20%に満たないサイトを除外する

そこから、それぞれの地域において、無作為に2000サイトを抽出する。SAMを用いて2000サイトそれぞれについて1年間の1時間あたりの発電電力量をシミュレーションした。モデル化する風力発電所は、32基のタービンが8×4列の長方形に配置されたものである。SAMは、風車ハブ高さの風速、風向、地表気圧、気温を入力データとして取り込み、1時間あたりの発電電力量を出力する。

気象データはアメリカ航空宇宙局(NASA)の全球データセットMERRA2から取得する。MERRA2の風速10mと50mのデータを、使用される風力タービンのハブ高さに合わせて

調整する。地表気圧と気温もMERRA2から取得できる。風力発電電力量をシミュレーションするために使用した気象データは、MERRA2から取得したもので、 $0.5\text{deg} \times 0.625\text{deg}$ の空間分解能を持つ。MERRA2のデータは、空間分解能はERA5と比べてかなり低い、ERA5よりも正確な風速を示すことが明らかになっているため、MERRA2を選択する。MERRA2の空間分解能は $0.5\text{deg} \times 0.625\text{deg}$ で、風速のモデリング用としては非常に高いが、風は地勢によって大きく変化する可能性がある。地勢の影響をある程度考慮するために、 $1\text{km} \times 1\text{km}$ というさらに空間分解能の高いウインド・アトラスからの平均風速データを使用する。ウインド・アトラスからの平均風速データとMERRA2からの平均風速データを使って、比率を求める。MERRA2の1時間ごとの風速をこの比率で補正して、さらに正確な風速プロファイルを求める。

この補正した風速をSAMに取り込み、1時間あたりの発電電力量を求める。2000サイトの1時間あたりの発電電力量を平均して、その地域の代表的なプロファイルを作成する。

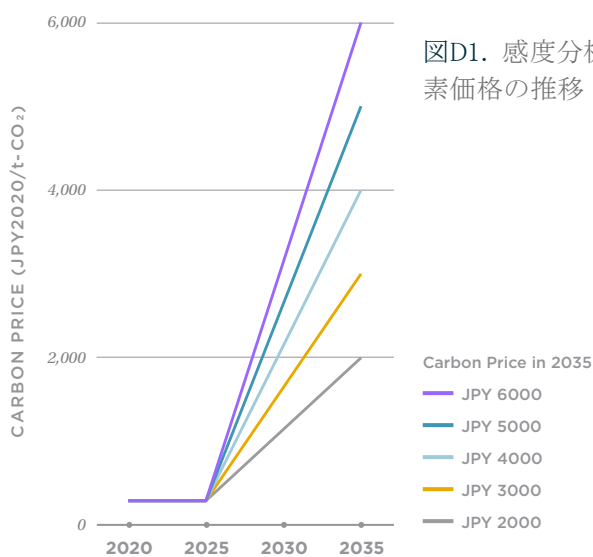
洋上風力発電

洋上風力発電については、あらかじめ定義された海域の境界がないため、代表的なプロファイルを計算するためのクラスターを予め作成する必要がある。前のセクションで述べたように、洋上風力発電のサイトをクラスターに分割する。そのうえで、着床式・浮体式の風力発電について、各クラスターの代表的な発電プロファイルを推計する。発電プロファイルを推定するために、まず、各クラスターの中で設備利用率が40%を超えるサイトのみを対象にする。現時点で経済的に導入可能なのは、設備利用率が40%を超えるサイトに限られると想定したためだ。その上で、条件に適合する各サイトの1時間あたりの発電電力量をSAMを用いてシミュレーションする。シミュレーションにはハブ高さの風速および風向、気温、気圧のデータを用いる。こうして得られた同一クラスター内のすべてのサイトからの1時間あたりの発電電力量を集計し、各クラスターの代表的なプロファイルを作成する。

付録D | 炭素価格に対する感度分析

カーボンプライシングは、CO₂排出量を削減するために世界中で広く用いられている政策手法の一つである。日本の現在（2022年時点）の炭素価格は289円/t-CO₂である。日本政府は現在、2026年から排出量取引制度を新たに導入する方針で、電力部門もその対象となっている（日本政府、2022a）。

この感度分析では、最適設備計画モデルにおいて、クリーンエネルギー目標（2035年までにクリーンエネルギーによる発電を電力供給全体の90%にすること）と石炭の段階的廃止（2035年までに石炭火力発電を段階的に廃止すること）に関する制約を緩和した。その上で、CO₂排出にかかる炭素価格の水準が、電源構成やCO₂排出量に及ぼす影響を検討するため、さまざまな基準価格を用いた。初期のシナリオでは、炭素価格が289円/t-CO₂に固定されている。今回の感度分析では、2035年の炭素価格を2000円/t-CO₂、3000円/t-CO₂、4000円/t-CO₂、6000円/t-CO₂まで引き上げる場合を検討した。図D1に示すように、炭素価格は2025年の289円から2035年の炭素価格まで直線的に増加すると想定している。



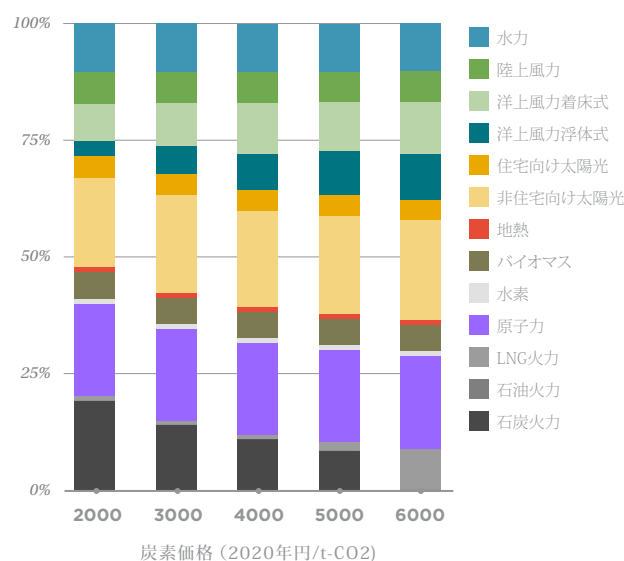
図D1. 感度分析における2020～2035年の炭素価格の推移

図D2は2035年の電源構成とCO₂排出量を炭素価格別にまとめたものである。炭素価格6000円/t-CO₂以外のケースでは、クリーンエネルギー目標や石炭の段階的廃止に関する制約がないため、石炭火力発電は天然ガス発電に対しても競争力を保ち、2035年にも発電を続ける。

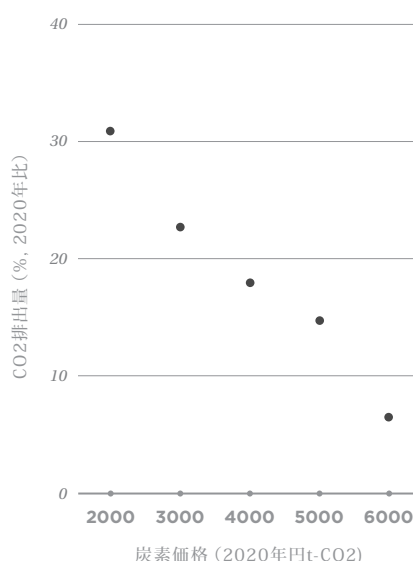
一方、炭素価格が6000円/t-CO₂の水準になれば、クリーンエネルギーは電源構成の91%を占め、石炭火力発電は0.4%未満になる。

石炭火力発電は排出係数(1kW hあたりの電力を供給する際に排出するCO₂の量)が大きい
ため、排出削減量は石炭火力発電がどの程度稼働するかによって大きく左右される。炭素価格
を2,000円/t-CO₂まで引き上げる場合、クリーンエネルギー(再エネ、原子力)は電源構成の
80%に達するものの、排出削減量は69%(2020年比)に留まる。炭素価格の水準が上がると、
石炭火力発電所の稼働が抑制され、CO₂排出量は大幅に減少して最小で7%以下(2020年
比)にまで削減できる。このことは、排出削減には炭素価格を現在の水準から大幅に引き上げ
の必要があることを示している。つまり、再エネを導入するだけでは不十分であり、石炭火力の
稼働を段階的に止める必要がある。炭素価格を6,000円/t-CO₂の水準まで高めつつ、クリーン
エネルギーの導入に対する制度的・社会的な障壁が撤廃することで、90%クリーンな電力シ
ステムを達成することが可能である。

2035年の電源構成



2035年のCO₂排出量 (2020年比)



図D2. 炭素価格目標別の2035年の電源構成とCO₂排出量

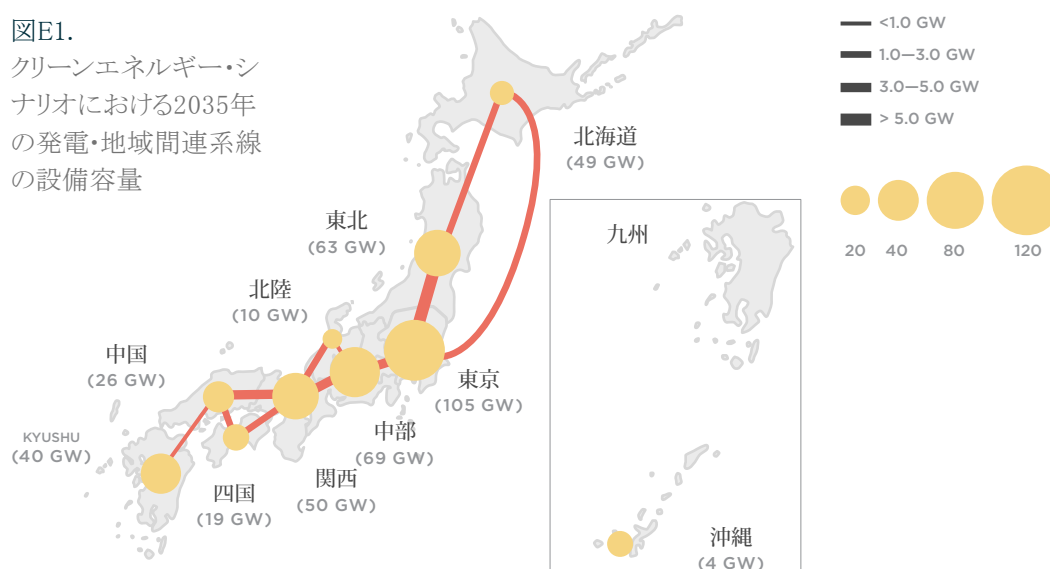
付録E | 各地域のクリーンエネルギー・シナリオの結果

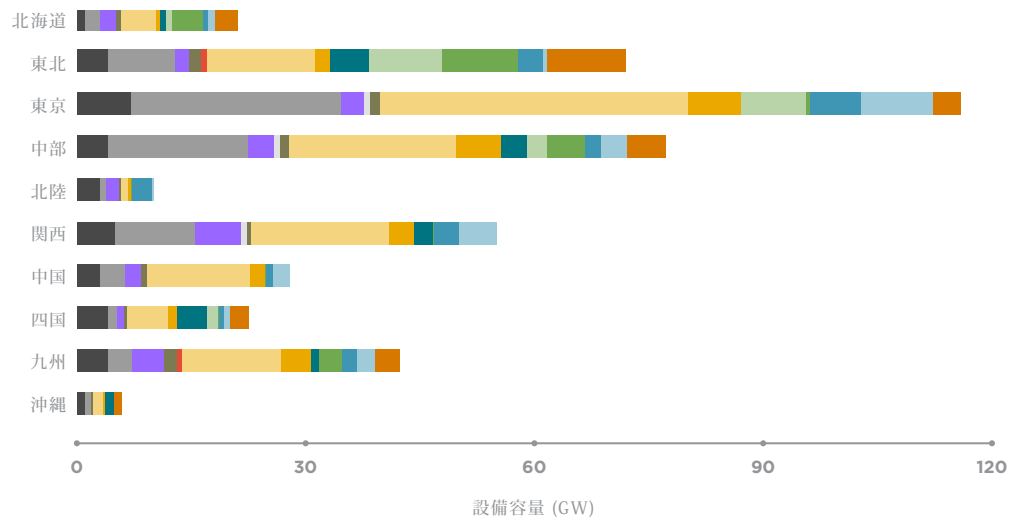
図E1、E2、E3は、基準燃料価格を用いたクリーンエネルギー・シナリオにおける2035年の最小費用の設備容量と電源構成の地域分布をまとめたものである。これらの設備容量と電源構成は、それぞれの地域が持つ既存の発電、揚水発電、地域間連系線の設備容量や再エネポテンシャルによって地域ごとに大きく異なる。

風力資源は特定のエリアに地理的に集中している一方で、太陽光発電はどの地域にも広く導入が可能である。東北や北海道に豊富に存在する質の高い陸上・洋上風力資源は、6GWの送電線を新規に建設することで、首都圏に送電して活用することができる。またこれらの地域では電力の100%をクリーンエネルギーで賄うことができ、そのうち45%は風力によって供給される。四国や沖縄では、電力の約40%が洋上風力発電で賄われる。一方、太陽光発電は首都圏、中国地方でそれぞれ38%、37%の電力供給を担う。変動性再エネ（VRE）である太陽光・風力発電の割合は、6地域（北海道、東北、東京、中部、四国、沖縄）で電源構成の50%を超える。蓄電池、揚水式水力発電、天然ガス発電所、水力発電所、地域間連系線が一体となって電力システムの柔軟性を供給し、非常に高い割合の変動性再エネを電力システムに統合することが可能になる。

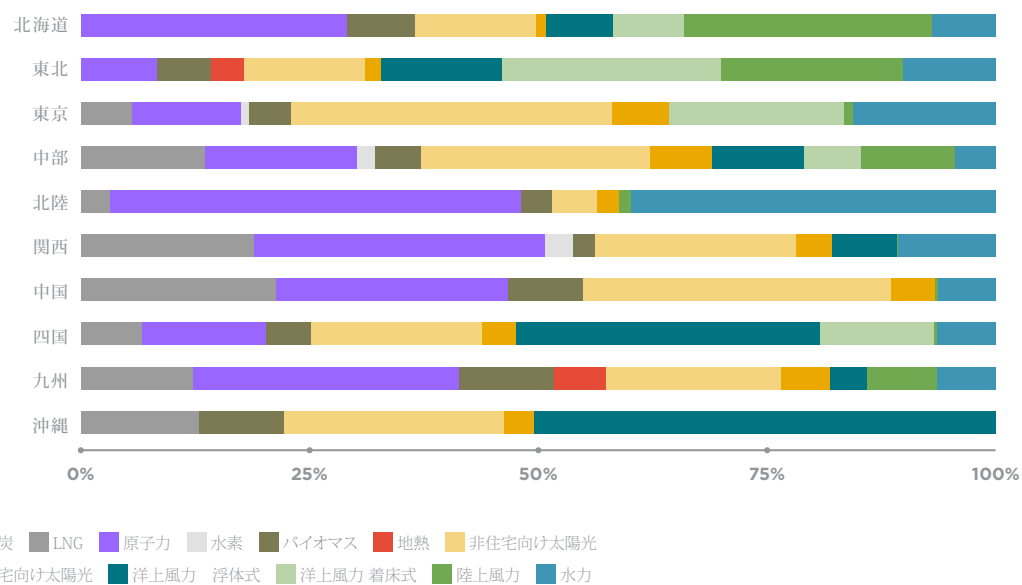
図E1.

クリーンエネルギー・シナリオにおける2035年の発電・地域間連系線の設備容量



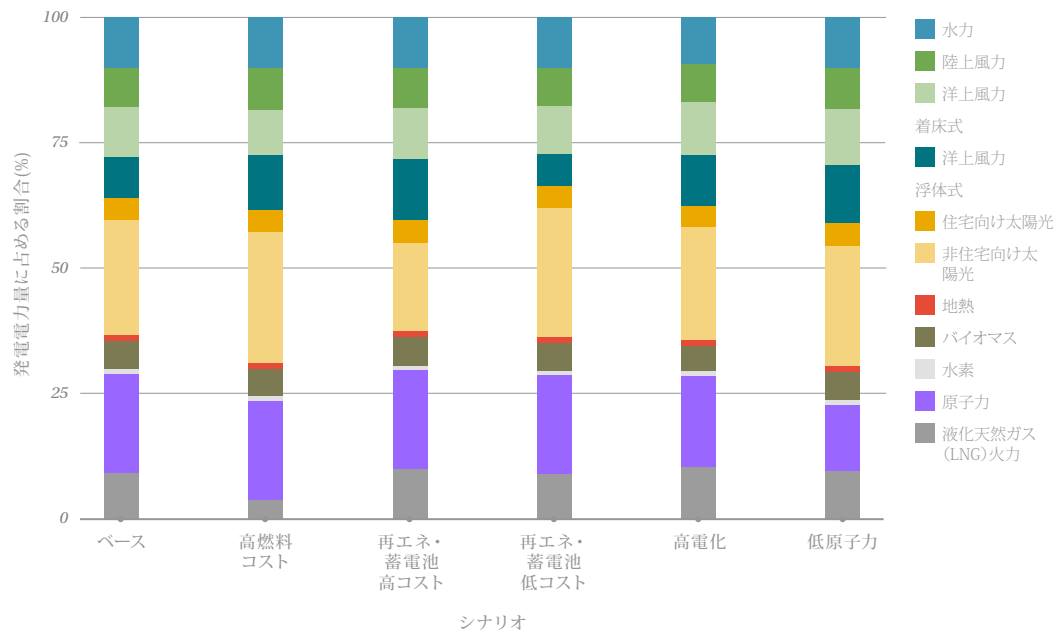


図E2. クリーンエネルギー・シナリオにおける2035年の地域別発電・蓄電設備容量

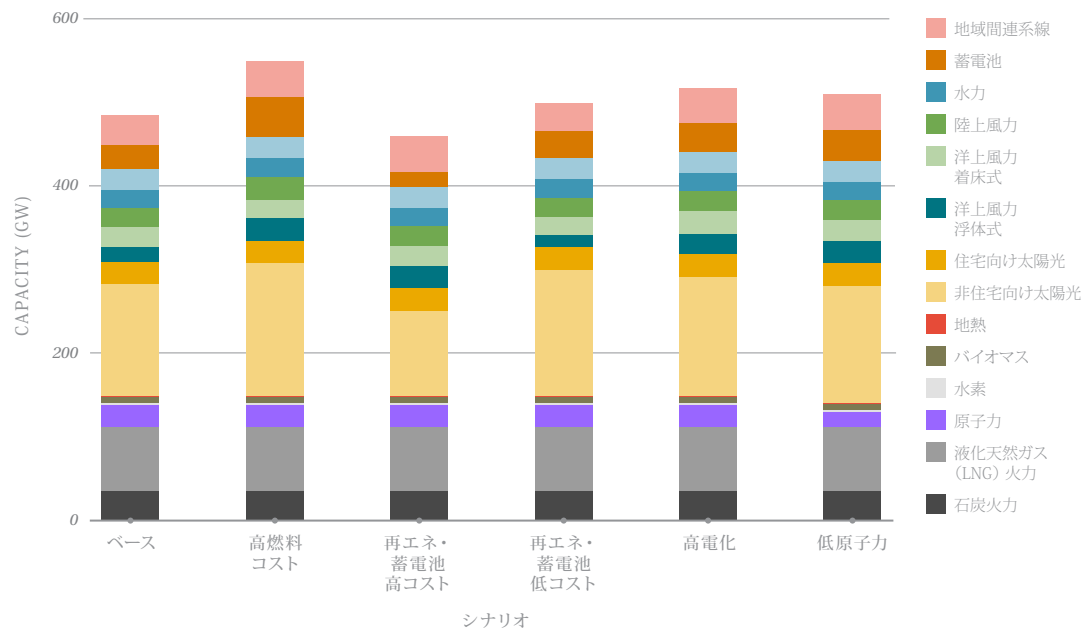


図E3. クリーンエネルギー・シナリオにおける2035年の地域別電源構成

付録F | 感度分析



図F1. 2035年時点での各感度シナリオの電源構成



図F2. 2035年における各感度シナリオの設備構成