再生可能エネルギー大量導入時の原子力発電の経済的価値に関する 定量分析

木村 謙仁^{1,*}, 柴田 智文¹, 松尾 雄司^{2,1}, 村上 朋子¹

Quantitative Analysis of Economic Value of Nuclear Power Generation Under High Penetration of Renewable Energy

Kenji KIMURA^{1,*}, Tomofumi SHIBATA¹, Yuji MATSUO^{2,1} and Tomoko MURAKAMI¹

¹The Institute of Energy Economics, Japan, Inui Bldg. Kachidoki, 13-1 Kachidoki 1-chome, Chuo-ku, Tokyo 104-0054, Japan

²Ritsumeikan Asia Pacific University, 1-1 Jumonjibaru, Beppu-shi, Oita 874-5877, Japan

(Received January 22, 2021; accepted in revised form September 4, 2021; published online December 10, 2021)

In this study, we perform model analyses assuming the Japanese power supply portfolio in 2050 to evaluate the economic efficiency of nuclear power generation under mass introduction of variable renewable energy (VRE) — such as solar PV and wind — and of hydrogen power generation in 2050. As a result, this study shows that even if the unit cost of VRE falls significantly by 2050, not only existing nuclear power plants, but also new construction, will have economic efficiency. Its benefit would become much larger when 100% carbon-free generation is mandated, but in that case, the role of nuclear energy as the base load power generation would be changed. On the other hand, in the case where hydrogen power generation will be deployed, the nuclear energy would be smaller than those in other 100% carbon-free cases, but its base load operation would be maintained.

KEYWORDS: Nuclear Power Plant, Hydrogen, Simulation, Economics

I. 序 論

2010年代以降、太陽光や風力発電といった変動性再生可能エネルギー (Variable Renewable Energy, VRE) は急速なコスト低減によって、ヨーロッパを始めとした多くの地域で普及が拡大しているほか、各国で将来に向けて野心的な目標が立てられている。日本においても、2018年に閣議決定された『第5次エネルギー基本計画』にて、再生可能エネルギーを将来の「主力電源」とする方向性が明確にされているほか、2020年10月に菅義偉首相が、2050年までのカーボンニュートラル実現を宣言したことも、今後のエネルギー政策における再生可能エネルギーの重要性を一層高めるものと考えられる。本研究ではこうした状況を踏まえ、VREが大量に導入された将来において、原子力発電が電力システム全体の中で果たし得る役割について、その経済的価値という観点から定量的な評価を試みる。

電源別の経済性を示す指標としては、これまで平準化発

電原価 (Levelized Cost of Electricity, LCOE) が広く用いられてきたが、VREの普及拡大に伴い、出力抑制や送配電網の増強、あるいは蓄電システムの導入などによる追加コスト (「統合コスト」) を含めた、電力システム全体に生じるコストをベースとした評価に焦点が当てられるようになってきた。すでに欧米を中心に、多くの研究によって統合コストの評価が進められており、経済協力開発機構・原子力機関 (OECD/NEA) が複数の報告書^{1,2)}を公表しているほか、Jacobson *et al.* (2015)³⁾ や Ram *et al.* (2017)⁴⁾ のように、世界のほぼすべての国・地域を対象として統合コストを推計し、公開しているグループも存在する。

日本を対象として類似の評価を行った研究も複数存在しており、例えば Matsuo *et al.* (2020)⁵⁾ では、2050年に火力発電が利用可能でない場合、電力システム全体のコストは大幅に上昇するが、再生可能エネルギーのみでなく原子力発電も利用することで、コストの上昇を抑制できている。また、Ogimoto *et al.* (2018)⁶⁾ も、仮に電力供給をVREのみで行った場合、電力システム単価は現状よりもはるかに高くなるとの結果を示している。

このように、VRE大量導入時の電力部門を対象とした経済性評価の研究は複数存在するが、それらの多くは

¹ (一財) 日本エネルギー経済研究所

² 立命館アジア太平洋大学

* Corresponding author, E-mail: kenji.kimura@tky.ieej.or.jp

VRE そのものの経済性に焦点を当てて分析を行ったものであり、その状況において原子力発電がどのような経済性を示すかについて、定量的に分析した例は決して多くない。例えば Matsuo *et al.* (2020) のように原子力発電の経済性について分析を行った例についても、従来型の軽水炉のみを想定したものとなっており、異なる特性をもつ原子力発電システムについて分析を行った例はほとんど存在しない。VRE 大量導入時の原子力発電の経済性を評価した研究としては Jenkins *et al.* (2018)⁷⁾ が著名であり、このなかでは原子力発電が柔軟性をもつことで、太陽光・風力発電の大量導入下での出力抑制を低減させ、電力システムコストを抑制する効果があることが示されている。ただし、この研究は VRE 比率が最大 22% 程度 (太陽光 17.1%, 風力 4.9%) のエネルギーシステム内での評価であり、電力部門のゼロ・エミッション化を想定した VRE 大量導入下の状況を模擬したものではない。また、ここで用いられているモデルは混合整数計画法によって各発電設備の運用を精緻にモデル化したものである一方で、電源の設備は固定されており、各発電技術の設備投資も含めた最適なエネルギーミックスを評価し得るものではないとともに、蓄電池などによる系統安定化効果も明示的に考慮し得るものではない。実際に電源のゼロ・エミッション化を視野に入れた VRE 大量導入下では、1 年間のうち日射・風速が極めて小さくなる数日間の電力需給が電力部門の経済性に特に大きな影響を与えることが知られており⁵⁾、このような状況を踏まえた原子力発電の特性の評価を行うことは重要な課題である。

したがって本研究では、2050 年の日本の電源構成を想定したモデル分析を行い、VRE 大量導入下での原子力発電の経済性について評価を行うとともに、特性の異なる原子炉を想定し、それらの分析結果を比較する。加えて、近年では新たな低炭素オプションとして水素エネルギーの導入が検討されていることを踏まえ、将来のエネルギーミックスに水素発電が加わったときの影響評価も行う。そのため、第 II 章において使用モデルの概要や主な前提条件を確認し、第 III 章でモデル分析の結果をまとめる。これを踏まえて、第 IV 章では将来のエネルギーミックスの中で期待される原子力発電の役割について考察を行い、第 V 章にて本研究から得られる政策的含意について検討する。冒頭で述べたとおり、原子力が担う役割が従来とは異なってくるのが想定されるなか、本研究は今後の原子力利用のあり方を定量的に評価する試みであるといえる。また、本研究での分析や考察は、将来に向けた原子力技術開発の方向性についても示唆を与え得るものと考えられる。

II. 評価方法

1. 2050 年の日本を想定した最適電源構成モデル

本研究では 2050 年の日本の電力部門を対象に、線形計画法を用いた最適電源構成モデルを用いて分析を実施し

た。このモデルでは 1 年間を 1 時間刻み、すなわち 8,760 区分で分割し、**Fig. 1** に示す全国 9 地域 (沖縄を除く日本全国: 送配電会社 9 社の管轄区域に従う) を対象に、それぞれの地域の電力需要と AMeDAS データから推計した太陽光・風力の出力パターンを入力条件とした。さらに、各電源の特性やコストを前提条件として与え、需給バランス、設備容量上限、連系線容量といった制約条件下で年間の総発電コストが最小となる電力供給を模擬し、経済合理的な電力システムの運用を検討した。ここでいう総発電コストとは、発電設備や蓄電設備の建設費 (単年相当)、運転費、燃料費、炭素価格 (化石燃料のみ)、地域間連系線などを合計した、電力システム全体で発生するコストを指す。モデルの詳細については本報の付録、もしくは Matsuo *et al.* (2018a)⁸⁾、Matsuo *et al.* (2020) などを参照されたい。

2. ケース想定

本研究では、2050 年時点において電力システムを取り巻く制約を幅広く検討するため、**Fig. 2** に示すとおり、各種シナリオの基本形となるリファレンスケース (①) に加え、同ケースの諸条件を一部変更した派生形を 8 ケース (②~④, ①'~④', ①'') 作成し、比較分析を行った。ケース①では既存の大型軽水炉を利用し、今後新設される原子炉についても同型炉が採用されるのに対して、ケース②~④については、新設炉に各々異なる特性 (後述) をもった新型炉が採用されることを想定した。これらケース①~④の各々について、火力発電が一切使用できないとする「火力制約あり」ケース (①'~④') を設け、電源部門のゼロ・エミッション化による影響についても検討する。ケース①'~④' では、すでに商用規模で確立された技術である再生可能エネルギーおよび原子力発電のみで全電力需要をまかなうことを想定しているが、日本では将来的に大規模な水素発電の導入が目標とされていることに鑑み、ケース①' の想定に水素発電の導入を加えたケース (①'') も想定し、検討の対象とする。なお、化石燃料による火力発電に炭素回収・貯留 (CCS) 技術を用いることについては、日

Fig. 1 Geographical resolution

Carbon price: 120 USD/t				
	Existing reactors	Low construction cost	Load following	High capacity factor
No restriction on fossil fuels	①: Reference case	②	③	④
Restriction on fossil fuels	①': H ₂ deployment	②'	③'	④'

Fig. 2 Selected cases

本では大規模な貯留適地が確認されていないことから、いずれのケースでも想定していない。ただし、本研究ではあくまでも低炭素火力発電の例として水素火力発電を分析対象とするものであり、仮に国内で CCS 付き火力発電を利用可能であるならばそれを用いても、あるいは水素火力以外の技術(アンモニア火力など)を用いても、それらが低炭素火力発電である限り、得られる結論は大きくは変わらない。また、「火力制約なし」ケース(①~④)においても、将来的には温室効果ガス排出を抑制するための強力な政策措置が導入されると予想されることから、すべてのケースで高額の炭素価格が課されるものとする。ここでは、World Bank Group (2020)⁹⁾において 2020 年 4 月 1 日時点での最高値として報告されている、スウェーデンの炭素価格(119 米ドル/t-CO₂)と同等の、120 米ドル/t-CO₂が将来の日本にも適用されると想定した。

なお、本研究では非同期発電機比率の上昇に伴う電力系統の回転慣性の低下の影響について考慮していない。これは、疑似慣性によってこの問題に対応する技術が実用化され、この問題が克服され得ることを暗に想定するものである¹⁰⁾。

3. 条件設定

本研究では基本的に、先行研究である Matsuo *et al.* (2018b)¹¹⁾ および Matsuo *et al.* (2019)¹²⁾ と同等の前提条件を設定して計算を行っている。ただし、前述のとおり、これらの先行研究において十分な議論が行われていない原子力発電に関わる諸パラメータについて、本研究では複数の炉型を対象に、文献値によって値を設定した。具体的には以下のとおりである。また、原子力以外の発電設備についても、主要なパラメータの設定内容をここに記載する。

(1) 原子力発電

新型炉の導入を想定するケースでは、既存の大型軽水炉からそれぞれ条件を一部変更し、Table 1 のとおり 3 種の特性を検討対象とした。建設費低位ケース(②, ②')の建設単価は GE 日立の資料¹³⁾に基づいており、高負荷追従性ケース(③, ③')の出力増加・減少率の上限および最小出力レベルについては Ingersoll *et al.* (2015)¹⁴⁾ による、ニュースケール社製小型モジュール炉(Small Modular Reactor, SMR)の性能に関する説明に即して設定した。また、高設備利用率ケース(④, ④')の設備利用率上限(Max.

Table 1 Generation cost assumptions for conventional and advanced nuclear reactors

	Conventional reactors	Advanced reactors (Case No.)
Unit cost [1,000 JPY/kW]	420	224 (②, ②')
Operating life [years]	40	—
Annual O&M cost ratio	0.045	—
Self-consumption ratio	0.04	—
Fuel cost [JPY/kWh]	1.8	—
Max. ramp rate [per hour]	0.02	0.4 (③, ③')
Max. capacity factor	0.80	0.95 (④, ④')
Min. power output	0.80	0.04 (③, ③')

capacity factor)については、これまでの世界各国における原子炉運転実績を参考に、Table 1 に示すとおり、現実的な範囲内で最も高いと考えられる 95%を想定した。

2050 年時点における原子力発電の導入上限量については、国内既設炉の分布や設備容量をベースに、新設やリプレースなどの可能性を個別に検討して 42.5 GW とした。既設炉の運転期間を 60 年とした場合でも、2050 年までには多くの既設炉が閉鎖されることになるが、採算が得られる限りにおいて、この設備容量を上限として新設やリプレースが行われる。なお、2020 年時点で運転中および建設中の炉のうち、2050 年時点においても運転開始後 60 年に満たない炉の建設費については、原子力発電事業者にとって追加的なコストはかからないため、算定時の資本費から控除した。

(2) 再生可能エネルギー

政府による再生可能エネルギーのコスト低減目標は、太陽光発電が「2025 年に運転開始する案件の平均的な発電コストで 7 円/kWh」、陸上風力発電が「2030 年に運転開始する案件の平均的な発電コストで 8~9 円/kWh¹⁵⁾」とされているが、本研究ではこの目標と、これまでの日本におけるコスト低減の傾向を勘案して、「2050 年に太陽光発電が 7.0 円/kWh、陸上風力発電が 8.5 円/kWh」と想定した。また、洋上風力についてはおおむね陸上風力のコスト低減と同等の低減率でコストが低減するとした。VRE の発電コストに関わる想定を Table 2 に示す。なお、太陽光および風力発電の 1 時間ごとの出力変動については、2012 年に実測された気象データに基づいて設定している。

また、本研究では VRE の最大導入可能量を Table 3 の

Table 2 Generation cost assumptions for solar PV and wind Energy

	Solar PV	Onshore wind	Offshore wind
Unit cost [1,000 JPY/kW]	102	190	286
Operating life [years]	30	30	30
Annual O&M cost ratio	0.014	0.021	0.044

Table 3 Maximum installed capacity of solar PV and wind energy

(GW)	Solar PV	Onshore wind	Offshore wind
Hokkaido	14.7	16.4	177.1
Tohoku	24.8	2.8	33.9
Tokyo	54.4	0.6	38.8
Hokuriku	9.3	0.2	0.1
Chubu	35.5	0.5	23.3
Kansai	26.0	0.6	0.04
Chugoku	24.2	0.8	0.1
Shikoku	13.1	0.5	1.9
Kyushu	37.5	2.2	2.0
Total	239.3	24.6	277.2

ように設定した。先行研究の Matsuo *et al.* (2019)では太陽光・風力ともに環境省によるポテンシャル評価値を採用したが、本研究では現実的な利用制約の観点から、陸上風力発電については Obane *et al.* (2019)¹⁶⁾の数値を採用している。

(3) 蓄電池

蓄電池のコストについてはリチウムイオン電池を想定し、Cole and Frazier (2019)¹⁷⁾で中位ケースとされている 150 米ドル/kWh を採用した。また、ここでは蓄電池の設備寿命を 15 年、サイクル効率を 85%, 自己放電率を 0.009%/時, C-rate を 2.0(蓄電容量を 30 分ですべて充電あるいは放電する)と想定している。なお、蓄電システムとしては蓄電池のほかに、既存設備相当の揚水発電 (163 GWh)の利用も想定している。

(4) 火力発電

火力発電のコスト想定は **Table 4** のとおりである。水素発電も、基本的なシステム構成が LNG 火力発電に近いことから、発電設備にかかるコストはこれと同等としている。本研究で使用了モデルにおいて、最大出力変化率 (Max. ramp rate)は需要の変化に応じて 1 時間のうちに発電機の出力をどれだけ増減できるかを示し、最小出力比率 (Min. power output)は運転中の発電出力をどこまで低下させて運転を継続できるかを示すものである。また、日間起動停止運転比率 (DSS operation rate)は昼夜間の需要の変化に対応するため、夜間に運転を停止し、日中に運転を再開する (Daily Start and Stop, DSS) 形態の運転を 1 年のうちのどの程度実施するかを示す。加えて、設備利用率 (Annual max. capacity factor および Seasonal max. ca-

Table 4 Generation cost assumptions for thermal power plants (coal and LNG)

	Coal	LNG
Unit cost [1,000 JPY/kW]	250	120
Operating life [years]	40	40
Annual O&M cost ratio	0.037	0.024
Heat efficiency	0.48	0.57
Self-consumption ratio	0.06	0.02
Fuel cost [coal: USD/t, LNG: USD/MMBtu]	123	10.5
Max. ramp rate (increasing) [per hour]	0.26	0.44
Max. ramp rate (decreasing) [per hour]	0.31	0.31
Seasonal max. capacity factor	0.90	0.95
Annual max. capacity factor	0.80	0.80
DSS operation ratio	0.00	0.50
Min. power output	0.30	0.30

capacity factor)についても過去の運転実績を参考に設定した。設備利用率については、年間の上限值と季節間の上限値を個別に設定することにより、需要が高まる特定の季節に稼働を集中させることが可能となっている。

2050 年の水素供給コストについては、日本の『水素基本戦略』でも明示されていないため、本研究では実現可能性の高さも考慮して、同戦略が定める 2030 年の目標値である 30 円/Nm³と想定した。なお、水素を火力発電に利用する場合、大量かつ安定的な供給が必要であることから、海外から大規模に輸入することを前提とする。これは現状で公表されている国の水素戦略とも整合する。

III. 評価結果

1. 各発電設備および蓄電池の導入量

Figure 3 に各ケースにおける発電設備容量を示す。原子力はすべてのケースにおいて、導入可能量の想定上限値である 42.5 GW まで系統に連系される。「火力制約あり」ケースでは火力発電をすべて低炭素電源で代替する必要があり、かつ原子力は想定上限値に達してしまうため、「火力制約なし」ケースと比較して大量の VRE が導入される。VRE 導入量の合計をみると、ケース①～④では合計 175～183 GW であったのに対し、ケース①'～④'では 416～419 GW となっている。特に後者においては、洋上風力発電の設備容量が大きく増加しており、いずれのケースでも 150 GW を上回る。ただし、2020 年 12 月に政府が発表した『2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略』において、洋上風力発電の導入目標が 2040 年までに 30～45 GW とされていることを考えると、2050 年時点で 150 GW の導入量を実現することは、極めて高い目標だといえよう。他方で、ケース①'では水素発電が低炭素電源のオプションとして選択可能となる。水素発電は燃料供給コストが重要な課題とされているが、2030 年の目標値である 30 円/Nm³が 2050 年に実現されるとした本研究の想定においても十分なコスト競争力を発揮し、

Fig. 3 Installed power generation capacity

Fig. 4 Installed storage batteries

主に建設コストが高価な洋上風力発電を代替する。このときの水素発電導入量は 71 GW となる。

蓄電池の導入量については Fig. 4 のとおりである。「火力制約なし」ケースではいずれも 25~30 TWh 程度しか導入されないのに対し、水素発電のない「火力制約あり」ケースでは VRE の増加に伴って 170 TWh 前後まで大幅に拡大する。ケース間で比較すると、高負荷追従性ケース (③') における導入量が 166 TWh となっており、他のケースと比べて 10 TWh 程度減少する。しかし、水素発電が導入されるケース①''では蓄電池によるバックアップを必要とする VRE の導入量が大幅に減少するため、蓄電池導入量も 84 TWh まで減少する。そのため、高負荷追従ケースよりも高い設備コスト抑制効果が得られる。

2. 電源構成

Figure 5 に各ケースにおける電源構成を示す。(図中における負の領域は VRE の出力制御量を示す。)火力制約があり、水素発電の導入がない場合、原子力の発電量は火力制約がない場合と比較して 50%程度減少し、LNG 火力とともに減少した発電量の大部分が洋上風力による発電量で代替される。これにより、洋上風力は総発電量の 36% を占める最大の電源となる。

本研究の前提条件では原子力発電設備の建設は経済合理的であり、「火力制約あり」ケースであっても原子力発電は最大導入可能量付近まで導入される。他方で、「火力制約なし」ケースでは 80~95%程度確保されていた原子力発電の設備利用率は、「火力制約あり」ケースでは 35~50%水準まで低下することとなる。これは、本研究では Table 1 に示すとおり原子力発電にある程度の柔軟性を考

Fig. 5 Generation mix in 2050

慮しているために、限界費用がゼロと想定している再生可能エネルギー発電が優先的に発電を行う結果となるためである。ただし、実際には 2050 年であっても原子力の柔軟な運用が認められているか否かは不明であり、また仮に認められたとしても、卸電力価格が燃料費よりも安いときに原子力を停止させることが経済合理的であるかも不明である点には留意する必要がある。

これに対して水素発電の導入がある場合、洋上風力の発電量は他の「火力制約あり」ケースの半分程度となり、総発電量の約 15% 程度を占める。また、この場合は原子力の発電量は「火力制約あり」ケースから微減するに留まり、総発電量の 28% を占める。なお、「火力制約なし」ケース (①～④) においても、高額な炭素価格が設定されていることにより、火力発電は LNG 火力が 300 TWh 程度使用されるのみとなる。このときの CO₂ 排出量は 92～97 百万 t-CO₂ であり、2019 年度のエネルギー産業による排出量 (約 448 百万 t-CO₂¹⁸⁾ の 25% 以下まで削減される。

3. 総発電コスト

Figure 6 に各ケースにおける総発電コストを示す。ここでいう「総発電コスト」とは、前述のとおり、発電、蓄電、地域間連系線など、電力システム全体で発生するコストの合計であるが、モデルの制約上、地内送電線や配電網などのコストは含まれていない。火力制約がない場合はいずれのケースでも年間 10 兆円程度のコストがかかっているのに対し、火力制約がある場合、ケース①'～④'ではこれが 15 兆円半ばへと大幅に増加する。しかし、水素発電の導入を想定するケース①''では前述のとおり、洋上風力を始めとした VRE の導入量が大幅に減り、これによって発電設備の投資コストが下がるほか、それに伴って蓄電設

備の必要導入量も削減される。結果として、このケースでは総発電コストが 11.5 兆円となり、火力制約を設けたことによるコストの増加が大幅に抑えられる結果となった。

火力制約なしの各ケース間で比較すると、総コストが最大となるケース① (既存大型炉) では約 10.5 兆円、最小のケース② (建設費低位) でも約 10.2 兆円となっており、コスト削減効果は 3% 程度となっている。負荷追従性を高めた新型炉が導入されるケース③に至ってはコスト削減効果が 1% にも満たないため、原子力炉の特性が総コストに与える影響は大きくないといえる。この傾向は火力制約を設けた場合も同様で、最大となるケース①' (既存大型炉) の約 15.6 兆円に対して、ケース②' (建設費低位) でも約 15.3 兆円となっている。これは主に、原子炉の特性を変化させたことによる発電設備容量への影響が小さい (いずれのケースでも VRE 合計は 416～419 GW の範囲に収まる) ことによる。そのため、大幅な電源構成の変化を伴う水素発電の導入と比べると、原子炉の特性の変化が総発電コストに対して与える影響は限られている。

4. 原子力発電設備制約のシャドウプライスと発電設備の経済価値

いま、想定する原子力発電所の建設単価を C 、年経費率 (年間資本費の建設単価に対する比) を α とする。ここで α は設備寿命 N (40 年と想定) および割引率 r (3% と想定) と

$$\alpha = 1 / \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} \quad (1)$$

の関係をもつ。これにより、年間資本費は αC と表される。

また、原子力発電設備のシャドウプライスを P とする。すなわち、与えられたエネルギーミックスの中で原子力発電設備容量制約を単位量 (1 kW) 緩めた場合、年間総費用

Fig. 6 Total electric power cost

は P 減少する。

ここで、原子力発電設備の「経済価値単価」を V とする。これは、与えられたエネルギーミックスの中で、原子力発電設備容量を単位量増加させることにより、エネルギーシステムの原子力以外の部分の費用をいくら減少させ得るかを示す量である。以上の定義から明らかのように、これらの変数の間には

$$-P = aC - V \quad (2)$$

という関係がある。これにより、原子力発電設備の経済価値単価は

$$V = aC + P \quad (3)$$

と示される。両辺を a で除すると、

$$V/a = C + P/a \quad (4)$$

となる。 V/a は建設単価相当に換算された経済価値単価であり、以下これを原子力発電設備の経済的価値と呼ぶ。すなわち、経済的価値はプラントの建設単価に、シャドウプライスを年経費率で除した値を加えたものに等しい。プラントの建設費が経済価値を下回れば(2)式の値が負、つまり発電設備容量を増やした場合に年間総費用が減少することになる。したがって、あるエネルギーミックスにおける原子力発電設備の経済的価値は、「最大で何円/kWまで原子力発電所建設単価が上昇しても原子力が経済合理性を維持するか」を示す指標といえる。

以上を踏まえて、Fig. 7 に原子力発電設備の経済的価値を示す。例えば基準となるケース①では、大型炉の建設単価 420 千円/kW に対し、電力システムの中で 262 千円/kW 分の追加価値が発生しているため、仮に最大でそれらの合計値である 682 千円/kW まで原子力発電所の建設単価が上昇したとしても、原子力発電はなお経済的合理性を有し得る。本研究の試算では、すべてのケースにおいて追

加価値が生じていることから、いずれのケースでも廃止される原子力発電所のリプレースが実施される。また、火力制約がある場合はいずれのケースにおいても、「火力制約なし」ケースと比して追加価値が大幅に増加するが、水素発電が導入されるケースでは大幅な増加はみられない。

原子力炉の特性別に追加価値を比較すると、火力制約がない場合、ケース②(建設費低位)の追加価値(457 千円/kW)と、次点のケース④(高設備利用率)の追加価値(382 千円/kW)はケース①(既存大型炉)と比して高い追加価値を示す一方、ケース③(高負荷追従性)の追加価値は 265 千円/kW となっており、ケース①の追加価値(266 千円/kW)とほぼ同等の追加価値を示すに留まっている。

この傾向は「火力制約あり」の場合についても変わらず、ケース②'(建設費低位)およびケース④'(高設備利用率)の追加価値が高くなっている(それぞれ 1,587 千円/kW, 1,520 千円/kW)一方で、ケース③'(高負荷追従性)の追加価値は 1,393 千円/kW となっており、ケース①'(既存大型炉)の追加価値(1,391 千円/kW)とほぼ同水準に留まる。したがって、少なくとも本研究における前提条件の下では、火力制約の有無に関わらず、新型炉が高い負荷追従性を具備することによる原子力発電設備の価値の上昇は小さいといえる。ただし、本研究で扱ったのは 1 時間単位の計算を行うモデルであり、ここでいう「負荷追従性」も 1 時間でどの程度発電出力を変更できるかという特性である。VRE の導入量増加に当たっては、より短周期(数分単位)の出力変動も課題とされており、そちらへの対策としては別途評価を行わなければならない点には注意が必要である。

Fig. 7 Construction cost and added value of nuclear power plants

Fig. 8 Capacity factor of nuclear power plants

IV. 考 察

以上の結果から第一に、今後 2050 年までに太陽光・風力の発電単価が低下することを想定しても、原子力発電は既設炉のみならず、一定程度までの新設も経済合理性を有し得ることがわかる。ただし、Matsuo *et al.* (2020) が指摘しているとおり、電源の価値は一般的にその導入拡大に伴って低下するため、すべての電力供給を原子力によって代替することが経済合理的でないことには注意が必要である。

第二に、原子力の経済性は炉の仕様によって変化することも本研究の分析結果からわかる。より具体的には、ケース②および②'のように発電設備の建設単価を低減させることが可能であれば原子力発電所の追加価値は大きくなる一方で、ケース③および③'に示されるとおり、1 時間か

ら数時間スケールでの負荷追従性能の向上では原子力の価値がほとんど上昇していない。VRE の大量導入時代を睨み、発電量の変動に対応できるよう、将来の原子力発電には負荷追従性能をもたせることが重要だとする指摘が近年多くみられるが、本研究の結果によれば、少なくともこの時間スケールでの負荷追従性能の向上よりも、低い単価で設備容量(kW)を提供できることの方が重要であるといえる。また、ケース④および④'でも原子力発電の追加価値は大きく上昇した。これは、ケース①および①'においては原子力発電の設備利用率を 80% に制約していたのに対して、ケース④および④'では新設炉の設備利用率上限を 95% としたことなどにより、最終的な原子力発電の設備利用率が上昇した結果だと考えられる。各ケースにおける原子力発電(新設)の設備利用率を Fig. 8 に示す。

第三に、火力制約を設けた場合には、VRE の設備容量

の増加により、いずれのケースでも原子力の年間設備利用率は低下する。この場合の原子力にとって重要となるのは、VRE の非稼働期間における電力の安定供給であり、それ以外の時期にはむしろ電力供給が余剰となるため、原子力の最適な通年の設備利用率は低下する。このように、VRE が発電量の大部分を占める状況下では、原子力には現在与えられている「ベースロード電源」とは大きく異なる役割が与えられることは注目に値する^{a)}。

最後に、低炭素でありながら火力発電と同等の運用が可能である水素発電の導入を想定するケース①'の場合、上記の「火力なし」ケース(①'～④')とは異なり、VRE(特に洋上風力)の導入が抑えられるため、原子力発電の運用も「火力あり」ケース(①～④)に近いものとなり、年間を通じて安定した発電量となる。また、ケース①'では Fig. 6 に示したとおり、電力系統全体のコストが低下することから、よりコスト効率的な低炭素化を実現できるといえる。ただし、Fig. 7 に示したとおり、このケースでは原子力の追加価値はケース①'～④'と比して低くなる。これは、原子力発電事業者が得られる収益の低下を意味する。この現象は、VRE の導入が抑えられることにより、その非稼働期間における安定供給の価値がケース①'～④'ほどには上昇しないために生じるものと考えられる。そのため、発電事業者にとっては、短い VRE の非稼働期間に大量の収益を得るといった運用方法が不可となることに注意が必要である。

なお、本研究では水素の供給コストを 30 円/Nm³ と想定したが、さらなるコストダウンが進み、仮に 20 円/Nm³ となった場合、水素発電は洋上風力発電の全量および、太陽光や陸上風力発電の一部を代替して、総発電量の 29% を占めるに至る(供給コストが 30 円/Nm³ の場合は 9%)。このとき、VRE の割合がさらに下がることによって、原子力発電の追加価値も 497 千円/kW から 288 千円/kW にまで低下する。

V. 結 論

本研究では 2050 年の日本の電力部門を対象として、複数のシナリオの想定のもと、再生可能エネルギー大量導入下での原子力発電の経済性について定量的に分析した。その結果、仮に再生可能エネルギーの価格が急速に低下したとしても、原子力発電はエネルギーミックスの中においてコストを上回る価値を有し、一定程度の新規建設も経済合理性を有することが示唆された。特に、火力発電量がゼロとなるような極端なケースでは、その価値は非常に大きな

ものとなる。ただし、この場合には原子力発電の意義はベースロード電源として用いられている現在とは大きく異なるものとなり、VRE の非稼働期間中の電力供給が価値の大きな源泉となる。また、例えば 1 時間から数時間スケールでの高い負荷追従性といった性能を追求することよりも、できる限り低い kW 単価で安定的な電力供給を行うことが重要となることも示された。水素発電の導入を想定する場合、電源構成に占める VRE の割合が抑制されることにより、VRE 非稼働期間における電力供給の低下が緩和されるため、原子力発電は VRE 非稼働期間を狙う運用ではなく、従来と同様のベースロード電源としての運用となる。

上記の分析結果を踏まえて関連する政策上の示唆について考えると、第一に kW 単価の低減のため、既設炉に対して安全性の確保を大前提に 60 年以上の長期運転を認めることが、重要な政策オプションの 1 つとなり得るといえる。既設炉の資本費は大部分が償却済となり低減されるため、現存する既設炉を 2050 年以降に渡って活用し続けることは、kW 単価の低い新型炉の開発や既存大型炉のコストダウンと並んで検討に値する選択肢だといえる。

第二に事業者にとっての採算性であるが、Fig. 7 に示したとおり、水素発電を導入するケースでは水素発電を導入しない「火力制約あり」ケース(①'～④')と比較して、原子力発電設備がもたらす追加価値が大幅に下がる。これは発電事業者が得られる収益の低下を意味する。ただし、ケース①'～④'の場合は、大量に導入された VRE の非稼働期間に電力供給が低下し、それに伴って電力価格が上昇したときに原子力が発電することで高い収益を得ていることに留意すべきである。一般的に言って、そのように短い時間で大量の収益を確保するビジネスモデルは不確実性が高いため、原子力発電事業者にとっても、水素発電が導入されて原子力が安定的に運転されるようになることには、収益の安定性や予見可能性といった面でメリットがある。

第三に、水素導入時には特定の電源に過度に依存することのない、比較的バランスの取れた電源構成となることにも着目すべきである。前述のとおり、火力制約を設けて水素発電を導入しない場合、洋上風力発電の導入量が膨大となり、実現に向けた不確実性が増すことになる。

以上が本研究によって得られた試算結果と、そこから導き出される政策上の示唆である。今後は発電部門における検討のさらなる精緻化を目指すとともに、発電部門以外を含めたモデルにおいて、原子力や水素の役割を検討していく必要があると考えられる。

付録：使用したモデルの詳細

1. 目的関数

本モデルにおける最適化の目的関数は日本全国での総コストとする。これは電源の設備容量(kW)に比例する固定費、発電量(kWh)に比例する可変費および蓄電設備コス

^{a)} 実際には、日本における太陽光および風力発電の非稼働期間は、晩夏および冬季の限られた時期に生じると考えられる。そのため、原子力発電の定期検査をそれらの期間以外の時期に行うことにより、ケース①および①'のように通年の設備利用率に上限が設けられたケースであっても、ケース④および④'と同等の追加価値を得られる可能性がある。

Table 5 List of subscripts, variables and constants

Indices	
b	Branch $\{b = 1, 2, \dots, 10\}$
d	Day $\{d = 1, 2, \dots, 365\}$
i	Generator (Coal, LNG, Nuclear, Hydropower, Geothermal, Biomass, Solar PV, Wind, Hydrogen) $\{i = 1, 2, \dots\}$
j	Power Storage (Pumped hydro, Storage battery) $\{j = 1, 2, \dots\}$
m	Pattern of seasonal maintenance $\{m = 1, 2, 3, 4\}$
n	Node $\{n = 1, 2, \dots, 9\}$
t	Time (1 hour) $\{t = 1, 2, \dots, T\}$ ($T = 24$ hours/day)
Variables	
$ap_{i,d}$	Operating capacity of generator i on day d
$cha_{j,d,t}$	Electricity charged in storage facility j on day d at time t
co_2	CO ₂ emission from thermal power plants
$dis_{j,d,t}$	Electricity discharged from storage facility j on day d at time t
$dmax_{i,d}$	Maximum output of generator i on day d and the next day
k_i	Installed capacity of generator i (also written as $windmw_i$ for wind power)
ksw_j	Capacity (kW) of storage facility j
ksw_hj	Capacity (kWh) of storage facility j
$lfcd_{a,d,t}$	Demand of LFC in area a on day d at time t
$lfcs_{a,d,t}$	Supply of LFC in area a on day d at time t
$loss_{n,d,t}$	Transmission loss in node n on day d at time t
$mk_{m,i}$	Shut down capacity of generator i in case of maintenance pattern m
$ss_{j,d,t}$	Electricity stored in storage facility j on day d at time t
tc	Total cost
$tn_{b,d,t}$	Electricity flow in branch b on day d at time t (reverse)
$tp_{b,d,t}$	Electricity flow in branch b on day d at time t (forward)
$x_{i,d,t}$	Electricity output from generator i on day d at time t (also written as $pv_{i,d,t}$ for solar PV, $windb_{i,d,t}$ for uncurtailed wind power and $windmd_{i,d,t}$ for curtailed wind power)
Constants	
$CC_{n,d}$	Combined matrix of node n and branch b
$CRATE_j$	C-rate of storage facility j (battery)
CSW_j	Unit cost of storage facility j (per kW)
$CSWH_j$	Unit cost of storage facility j (per kWh)
$CTAX$	Carbon tax
$DECR_i$	Maximum ramp rate (decreasing) of output of generator i
DSS_i	Share of DSS operating capacity of generator i
$ECO2_i$	Emission factor of generator i
EFF_j	Cycle efficiency of storage facility j
G_i	Annual O&M cost rate of generator i
$INCR_i$	Maximum ramp rate (increasing) of output of generator i
$KLOW_i$	Minimum installed capacity of generator i
$KSWHLOW_j$	Minimum capacity of storage facility j (kWh)
$KSWHUPP_j$	Maximum capacity of storage facility j (kWh)
$KSWLOW_j$	Minimum capacity of storage facility j (kW)
$KSWUPP_j$	Maximum capacity of storage facility j (kW)
$KTUPP_b$	Maximum transmission capacity of branch b
$KTUPPN_b$	Maximum flow of branch b (reverse)
$KTUPPP_b$	Maximum flow of branch b (forward)
$KUPP_i$	Maximum capacity of generator i
LFC_i	Ratio of LFC to electricity charged or discharged in/from storage facility j
$LOAD_{n,d,t}$	Electrical load in node n on day d at time t
$LOSS_b$	Ratio of electrical loss in branch b
MOL_i	Minimum output level of generator i
PF_i	Unit cost (per kW) of generator i
$PRATE_j$	Ratio of storage capacity to generating capacity of storage facility j (pumped hydro)
SD_j	Self-discharge loss of storage facility j
$U_{i,d,t}$	Capacity factor of generator i on day d at time t
UPA_i	Annual average capacity factor of generator i
UPP_i	Daily peak capacity factor of generator i
$UR_{m,d}$	Share of facilities stopped on day d due to maintenance in case of maintenance pattern m
$USW_{j,d}$	Capacity factor (kW) of storage facility j on day d
$USWH_{j,d}$	Capacity factor (kWh) of storage facility j on day d
V_i	Fuel cost (per kWh) of generator i

ト、炭素排出コスト(炭素価格)からなる。分析対象とする一年分の固定費の算出に当たっては、割引率を3%、固定資産税率を0.14%とし、各設備の寿命を踏まえて計算した。本研究における各電源のコスト前提条件や炭素価格の設定については、本文中の説明を参照されたい。

$$tc = \sum_{i=1}^9 (G_i \times PF_i \times k_i + \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} V_i \times x_{i,d,t}) + \sum_{j=1}^9 (CSW_j \times ksw_j + CSHW_j \times kshw_j) + CTAX \times co_2 \quad (5)$$

2. 制約条件

本モデルにおいては、以下にあげる10の制約条件を設定する。

(1) 需給バランス制約

各ノード(地域)において、発電、蓄電設備の充放電、電力の出入、送電損失の合計が当該地域の需要と等しくなることを制約条件とする。

$$\sum_{i \in I_n} x_{i,d,t} + \sum_{j \in J_n} (dis_{j,d,t} - cha_{j,d,t}) + \sum_{b=1}^{10} CC_{n,b} \times (tp_{b,d,t} - tn_{b,d,t}) - loss_{n,b,t} = LOAD_{n,d,t} \quad (6)$$

I_n : ノード n に存在する電源 i の添字の集合, J_n : ノード n に存在する蓄電設備 j の添字の集合

損失は関連するノードでやり取りされる電力量に比例し接続されるノード間で均等に配分する。

$$loss_{n,b,t} = \frac{1}{2} \sum_{b=1}^{10} |CC_{n,b}| \times LOSS_b \times (tp_{b,d,t} + tn_{b,d,t}) \quad (7)$$

(2) 設備利用可能量制約

火力、原子力、バイオマスについては電源の定期検査を模擬するために4つの補修パターンを想定し、それを踏まえて電源設備の利用可能量を求める。具体的にはKomiyama (2014)¹⁹⁾と同様に、定期検査における補修パターンとして春、夏、秋、冬の4つのパターンを想定し、いずれかの時期において1ヵ月は完全停止し、その前後2ヵ月は段階的に出力を絞った運転を行うと想定した。

$$ap_{i,d} + \sum_{m=1}^4 (UR_{m,d} \times mk_{m,i}) = k_i \quad (8)$$

$$\sum_{m=1}^4 (UR_{m,d} \times mk_{m,i}) \geq (1 - UPP_i) \times k_i \quad (9)$$

$$\frac{1}{365} \sum_{m=1}^4 \sum_{D=1}^{365} (UR_{m,d} \times mk_{m,i}) = (1 - UPA_i) \times k_i \quad (10)$$

(3) 設備容量、発電量制約

電源および蓄電設備の稼働量は設備容量、利用可能量、電力貯蔵量の制約を考慮する。火力、原子力、バイオマスは(11)式、その他電源は(12)式、蓄電設備は(13)式および(14)式の制約条件に従う。

$$x_{i,d,t} \leq ap_{i,d} \quad (11)$$

$$x_{i,d,t} \leq U_{i,d,t} \times k_i \quad (12)$$

$$cha_{j,d,t} + dis_{j,d,t} \leq USW_{j,d} \times ksw_j \quad (13)$$

$$ssh_{j,d,t} \leq USWH_{j,d} \times kshw_j \quad (14)$$

(4) 設備容量上下限制約

電源および蓄電設備の設備容量には上限もしくは下限を設定する。火力発電の設備容量は、計画を積み上げた将来

の設備見通しを下限とし、上限は設けない。他方で原子力、太陽光、風力発電については下限を設けず上限を設けた。各電源の上限設定については、本文中における説明を参照されたい。蓄電設備については、揚水発電の導入量は2021年現在の導入量で固定とし、蓄電池には上限・下限ともに設定しない。

$$KLOW_i \leq k_i \leq KUPP_i \quad (15)$$

$$KSWLOW_j \leq ksw_j \leq KSWUPP_j \quad (16)$$

$$KSWHLOW_j \leq kshw_j \leq KSWHUPP_j \quad (17)$$

(5) 予備率制約

各地域での供給予備率(8%とする)を考慮した毎日の最大電力需要に対し、火力、原子力、バイオマス(第1項)、非変動再エネ(第2項)、蓄電設備設備(第3項)の必要量に関する制約を表す。VREの貢献は考慮しない。

$$\sum_{i \in IF_a} ap_{i,d} + \sum_{i \in IC_a} (U_{i,d,t} \times k_i) + \sum_{j \in J_a} (USW_{j,d} \times ksw_j) \geq (1 + \delta) \times \max_{i \in T} (\sum_{n \in N_a} LOAD_{n,d,t}) \quad (18)$$

IF_a : 地域 a に存在する電源 i (火力、原子力、バイオマス) の添字の集合, IC_a : 地域 a に存在する電源 i (非変動型再生可能エネルギー) の添字の集合, J_a : エリア a に存在する電力貯蔵設備 j の添字の集合, N_a : エリア a に存在するノード n の添字の集合

(6) 負荷追従制約

各電源の単位時間当たりの発電出力調整可能量について、各電源の特性を踏まえる。火力、原子力、バイオマスは(19)式、その他の電源は(20)式の制約条件に従う。

$$x_{i,d,t} - DECR_i \times ap_{i,d} \leq x_{i,d,t+1} \leq x_{i,d,t} + INCR_i \times ap_{i,d} \quad (19)$$

$$x_{i,d,t} - DECR_i \times U_{i,d,t} \times k_i \leq x_{i,d,t+1} \leq x_{i,d,t} + INCR_i \times U_{i,d,t} \times k_i \quad (20)$$

(7) 最低出力制約

日単位の稼働量は(8)、(9)、(10)式で決定するが、それ以外に複数日に渡って連続運転する火力および原子力発電に最低出力制約が適用されると想定する。特に火力発電については、日間起動停止運転(Daily Start and Stop, DSS)を行う電源の容量を控除して最低出力値を設定する。

$$x_{i,d,t} \geq (dmax_{i,d} - DSS_i \times ap_{i,d}) \times MOL_i \quad (21)$$

$$dmax_{i,d} \geq x_{i,d,t} \quad (22)$$

$$dmax_{i,d} \geq x_{i,d+1,t} \quad (23)$$

(8) LFC 調整力制約

Yamamoto (2014)²⁰⁾を参照し定式化する。本研究では調整力制約は供給地域別とし、地域外への融通は考慮しない。なお、(24)式の右辺第1項は太陽光、第2項は風力の変動を示す。(25)式におけるLFC調整力の割合は、火力は定格比一律5%、揚水はすべて可変速揚水とみなし、これを含む蓄電設備は出力比一律20%とする。

$$lfc_{a,d,t} = \sqrt{(0.1 \times \sum_{i \in I_a} pv_{i,d,t})^2 + (0.15 \times \sum_{i \in I_a} \frac{windmw_i}{windb_{i,d,t}} windc_{i,d,t})^2}$$

$$+ 2.77 \times 10^{-5} \times (\sum_{n \in N_a} LOAD_{n,d,t})^2 \quad (24)$$

$$lfcs_{a,d,t} \leq \sum_{i \in I_a} (LFC_i \times ap_{i,d}) + \sum_{j \in J_a} (LFC_j + dis_{j,d,t} + LFC_j \times cha_{j,d,t}) \quad (25)$$

$$lfcs_{a,d,t} \geq lfcd_{a,d,t} \quad (26)$$

(9) 電力貯蔵量制約

各ブランチの送電量は運用容量およびマージンを考慮した上限を越えないものとする。

$$tp_{b,d,t} + tn_{b,d,t} \leq KTUPP_b \quad (27)$$

$$tp_{b,d,t} \leq KTUPPP_b \quad (28)$$

$$tn_{b,d,t} \leq KTUPPN_b \quad (29)$$

(10) 電力貯蔵量制約

蓄電設備では充放電および自己放電と貯蔵量が等しくなるよう制約を設ける。1時間単位の分析のため、蓄電池は長周期対応の電池を想定する。

$$SS_{j,d,t+1} = (1 - SD_j) \times SS_{j,d,t} + \sqrt{EFF_j} \times cha_{j,d,t} - \frac{1}{\sqrt{EFF_j}} \times dis_{j,d,t} \quad (30)$$

$$ksw_{hj} \leq PRATE_j \times ksw_j \quad (31)$$

$$ksw_j \leq CRATE_j \times ksw_{hj} \quad (32)$$

— 参考文献 —

- 1) OECD/NEA, *The Full Costs of Electricity Provision*, NEA No.7298 (2018).
- 2) OECD/NEA, *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, NEA No.7299 (2019).
- 3) M. Z. Jacobson, M. A. Delucchi, G. Bazouin, Z. A. F. Bauer, C. C. Heavey, E. Fisher, S. B. Morris, D. J. Y. Piekutowski, T. A. Vencill, T. W. Yeskoo, “100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States,” *Energy Environ. Sci.*, **8**, 2093–2117 (2015).
- 4) M. Ram, D. Bogdanov, A. Aghahosseini, A. S. Oyewo, A. Gulagi, M. Child, H.-J. Fell, C. Breyer, *Global Energy System Based on 100% Renewable Energy – Power Sector*, Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group (2017).
- 5) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii, “Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies,” *Appl. Energy*, **267**, 113956 (2020).
- 6) K. Ogimoto, C. T. Urabe, T. Saito, “Possibilities and issues of renewable energy 100% in a future,” *Proc. 34th Conf. Energy, Econ. Environ.*, Tokyo, Japan, Jan. 25–26, 2018, 31–5, 697–702, ISSN 1883–4736 (2018), [CD-ROM] [in Japanese].
- 7) J. D. Jenkins, Z. Zhou, R. Ponciroli, R. B. Vilim, F. Ganda, F. de Sisternes, A. Botterud, “The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy,” *Appl. Energy*, **222**, 872–884 (2018).
- 8) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii, “A quantitative analysis of Japan’s optimal power generation mix in 2050 and the role of CO₂-free hydrogen,” *Energy*, **165**, 1200–1219 (2018a).
- 9) World Bank Group, *State and Trends of Carbon Pricing 2020* (2020).
- 10) K. Ogimoto, Y. Iwafune, C. T. Urabe, J. G. S. Fonseca Jr., H. Azuma, A. Isonaga, “Impacts and countermeasures associated with reduced operational capacity of synchronous machines,” *Proc. 36th Conf. Energy, Econ. Environ.*, Tokyo, Japan, Jan. 28–29, 2020, 15–5, 334–342, ISSN 1883–4736 (2020), [CD-ROM] [in Japanese].
- 11) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii, *A Study on the Possibility of “Complete Decarbonization” of Japan’s Power Sector in 2050*, The Institute of Energy Economics, Japan (2018b), [in Japanese] [Internet], <https://eneken.ieej.or.jp/data/7801.pdf> (cited August 4, 2021).
- 12) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii, “A study on the feasibility of “Complete Decarbonization” of Japan’s power sector in 2050: The effect of changes in meteorological conditions,” *J. Jpn. Soc. Energy Resour.*, **40**[3], 49–58 (2019), [in Japanese].
- 13) GE Hitachi Nuclear Energy, *BWRX-300: One of the Most Economical SMR Designs Available* (2019), [Internet], https://nuclear.gepower.com/content/dam/gepower-nuclear/global/en_US/documents/product-fact-sheets/GE%20Hitachi%20BWRX-300%20Fact%20Sheet.pdf (cited August 4, 2021).
- 14) D. T. Ingersoll, C. Colbert, Z. Houghton, R. Snuggerud, J. W. Gaston, M. Empey, “Can nuclear power and renewables be friends?,” *Proc. ICAPP 2015*, NICE, France, May 3–6, 2015, 15555 (2015).
- 15) Calculation Committee for Procurement Price, etc., *Opinions on the Procurement Price, etc. in FY2020*, Agency for Natural Resources and Energy (2020), [in Japanese].
- 16) H. Obane, Y. Nagai, K. Asano, *Evaluating Technical Potential of Ground-mounted Solar and On-shore Wind Energy in Japan*, Y18003, Central Research Institute of Electric Power Industry (2019), [in Japanese].
- 17) W. Cole, W. Frazier, *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*, NREL/TP-6A20-73222, National Renewable Energy Laboratory (2019).
- 18) Greenhouse Gas Inventory Office of Japan, *National Greenhouse Gas Inventory Report of JAPAN* (2021).
- 19) R. Komiyama, Y. Fujii, “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 (2014).
- 20) H. Yamamoto, K. Yabe, S. Bando, Y. Nagai, *An Evaluation of Effects of Large-Scale Introduction of Renewable Power on Capacities and Operation Modes of Power Generation Systems in Japan*, Y14002, Central Research Institute of Electric Power Industry (2014), [in Japanese].