

Economic value and distributional implications of policy measures for solar power curtailment in Kyushu, Japan

Nobuhiro FUKU^{*1‡}Kazuhiko OHASHI^{*2}

九州地域における太陽光発電の出力抑制に関する施策の経済価値と分配構造

福家信洋^{*1‡}大橋和彦^{*2}

Abstract

In the context of a feed-in tariff (FIT) scheme, this study examines the economic implications of solar power curtailment in Kyushu, Japan, a region with a high penetration of solar photovoltaic power. By defining the potential market value of curtailed electricity, it analyzes how economic benefits and burdens are distributed among renewable producers, retailers, conventional generators, and consumers. Two utilization scenarios—daytime load creation and battery-based time shifting—are compared. The merit-order effect is minimal in the former scenario and is much less than battery cost in the latter scenario. These results indicate that under current institutional and cost conditions, benefits tend to concentrate among specific stakeholders, while consumer burdens persist. The policy implications include the introduction of separate metering and low-priced market mechanisms for curtailed electricity, as well as compensation schemes to ensure a fair allocation of benefits across stakeholders.

Keywords: feed-in tariff, wholesale electricity market, curtailment, merit order effect, photovoltaic

キーワード：固定買取制度、卸電力市場、出力抑制、メリットオーダー効果、太陽光発電

1. 緒言

再生可能エネルギーの導入拡大は、脱炭素社会の実現に向けた重要な政策課題である。我が国においても固定価格買取制度（FIT）等の支援策を背景に、太陽光発電を中心として再生可能エネルギーの導入量が急速に増加してきた。その一方、特定の地域、季節や時間帯において再生可能エネルギーの発電電力量が増加することにより、発電電力量が需要や系統制約を上回る状況が生じ、その発電電力の系統への潮流を抑制する出力抑制の実施が増加している。特に九州エリアは、太陽光発電導入が先行した地域として、日本の電力エリアの中で初めて出力抑制が開始され、その後も出力抑制の回数とその抑制電力量が増加してお

り、再生可能エネルギー大量導入時代における先行事例として注目されている^{1,2,3)}。

出力抑制は、再生可能エネルギー電力が十分に活用されないという点で、「失われた利用可能な再生可能エネルギー」⁴⁾として捉えられる。また、我が国においてこの電力を利用することは、火力発電量の減少により、FIT制度の目的である二酸化炭素排出量の削減や外国産のエネルギー利用の低減という側面はある。そのため、この電力を有効利用することを目的とした、各種施策について研究がなされている³⁾。この出力抑制は日本固有の問題ではなく、太陽光発電や風力発電の大量導入が進む欧米諸国においても広く観測されており、再生可能エネルギーと電力市場・系統運用との調整を巡る共通課題であることが指摘さ

*1 Associate Professor, Graduate School of Science, Technology and Innovation, Kobe University, 1-1 Rokkodai-cho, Nada-ku, Kobe, Hyogo 657-8501, Japan

‡e-mail: nfuke@port.kobe-u.ac.jp

*2 Professor, Graduate School of Business Administration, Hitotsubashi University
Professor, Tokyo Tech Academy of Energy and Informatics, Institute of Science Tokyo.

Received: February 26 2026, Accepted: May 1 2026

*1 神戸大学大学院科学技術イノベーション研究科 准教授
(〒657-8501 神戸市灘区六甲台町 1-11-1)

‡nfuke@port.kobe-u.ac.jp

*2 一橋大学 経営管理研究科 経営管理専攻 教授
東京科学大学 エネルギー・情報卓越教育院 教授

(原稿受付：2026年2月26日、受理日：2026年5月1日)

れている^{4,5,6,7)}。電力システム全体の観点からは、出力抑制は単なる技術的問題にとどまらず、卸電力市場価格の形成、固定価格買取制度に伴う賦課金、既存電源の収益、さらには最終需要家の負担といった、経済的な便益および費用の分配構造と密接に関係している。

従来の研究では、再生可能エネルギーの導入が卸電力市場価格を低下させる「メリットオーダー効果」について理論的・実証的な研究報告が海外であり^{8,9)}、近年、国内においても研究報告されている^{10,11)}。また、出力抑制を回避または緩和する手段として、蓄電池の導入、系統増強、需給調整力の活用などに関する技術的・経済的評価も数多く行われている^{3,12,13)}。しかし、これらの研究は主としてシステム効率や技術的可能性に着目しており、出力抑制された電力量の経済価値が卸電力市場を通じて各市場参加者にどのように配分されているのかを体系的に整理した研究は必ずしも多くない。文献12)は再生可能エネルギーのシェアが35%までの系統に対して分析を行っており本研究の九州地域と近い水準であるが、文献13)は再生可能エネルギーのシェアが60%以上の高シェアシナリオを想定しており前提条件が異なる。いずれも分配構造の視点は含まれていない。

特に、蓄電池導入に関する議論では、系統安定化や価格変動の平準化といった便益が強調される一方で、その経済的便益と費用が、再生可能エネルギー事業者、従来型発電事業者、小売電気事業者、需要家といった主体間でどのように帰属するのかという分配の視点は十分に検討されていない。電力市場における価格低下は一部の主体にとっては利益となるが、他方で収益機会の減少や制度的負担の増加を通じて不利益をもたらす可能性があり、出力抑制問題を評価する際には、こうした分配構造を明示的に考慮することが不可欠である。

そこで本研究では、供給電力量に対する太陽光発電電力量の割合が多い九州エリアを対象として、出力抑制された太陽光発電電力量の経済価値を定義し、卸電力市場価格を通じた便益および費用の分配構造を明らかにすることを目的とする。具体的には、出力抑制が発生している時間帯における市場価格の動向を踏まえ、出力抑制電力量が市場に供給された場合に生じ得た経済価値を推計するとともに、その影響が再生可能エネルギー事業者、既存電源、小売電気事業者、最終需要家にどのように及ぶかを整理する。また、出力抑制対策として期待される蓄電池導入について、その経済的効果と限界を定量的に評価し、現行制度下における課題と制度設計上の含意を検討する。

2. 分析枠組みと市場参加者の構造

出力抑制電力の利用に伴う経済的便益や負担を明らかにするため、関係する市場参加者を整理する。日本卸電力取引所 (Japan Electric Power Exchange: JEPX) においては多様な市場参加者が存在するが、本研究では出力抑制電力の発生と利用に直接的に関与する四つの市場参加者、すな

わち太陽光発電事業者、小売電気事業者、従来型発電事業者、そして需要家に焦点をあてる。これらの主体間で便益と負担の分配を把握することにより、制度設計の効率性および公平性を評価することが可能となる。

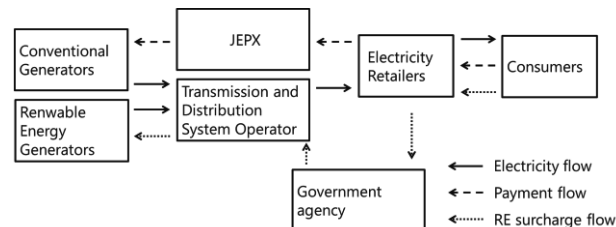


Fig. 1 Schematic diagram of electricity market structure (solid arrows: electricity flow; broken arrows: payment flow; dotted arrows: renewable energy surcharge flow).

図1は、卸電力市場を介した電力取引における主要な市場参加者と、電力の流れ、電力代金の流れ、および再生可能エネルギー発電促進賦課金（以下、再エネ賦課金）の流れを示している。再エネ発電事業者（太陽光発電事業者を含む）は、FIT制度に基づき、一定期間、市場価格より高い水準で電力を販売する。図中では、一般送配電事業者から再エネ賦課金のみが供給されている形で示されているが、実際の制度運用においては、一般送配電事業者が卸電力市場で再エネ電力を販売し、固定買取価格とその電力価格の差を政府機関から交付金の形で受け取り、固定価格での清算を行っている。一方、従来型発電事業者は、卸電力市場の需給関係によって決定される電力価格で電力を供給する。小売電気事業者は、卸電力市場で電力を調達し、需要家に販売する際に、再エネ賦課金を合わせて徴収し、これを政府機関に送金する。最後に、需要家は小売電気事業者から電力を購入し、その対価に加えて再エネ賦課金を負担している。このように、電力と資金の流れが複雑に相互作用する中で、各主体の経済的便益と負担が形成されている。

3. 分析データとモデル設定

本研究では、九州地域のFIT制度下における太陽光発電の出力抑制電力の経済的価値を定量的に評価するため、電力需給データが開示された2016年度からFIP (Feed-in Premium) 制度が導入されるまでの2021年度にかけてのデータを用いた分析を行う。使用データは、JEPXが公表するスポット市場の取引価格データと、九州電力送配電株式会社が公表する九州地域の電力需要実績データ（以下、需給データ）である。JEPXのデータは30分、需給データは1時間間隔で提供されており、JEPXデータを1時間平均値に変換し、時間分解能を統一した。なお、需給データの1時間当たりの電力量は1MWhを最小値として公表されている。

本研究では、九州地域におけるPVの出力抑制と電力市場価格の状況を把握するため、二つの指標を用いる。第一

に、需給データ中の「太陽光抑制量」を用いて、各年度の出力抑制電力量 (Curtailment energy) を集計する。これは、系統運用上の制約により市場に供給されなかった太陽光発電電力量の合計 (GWh) であり、出力抑制の規模を直接的に表す指標である。また、出力抑制の深刻度を評価するため、出力抑制電力量を PV 発電電力量 (PVgen) で除した出力抑制率 (Curtailment rate, %) を併せて算出する。

第二に、卸電力市場における価格情報を用いた補助的な指標として、市場価格が最低価格 (0.01 円/kWh) を記録した時刻数を「最低価格時間 (PV_{minval})」とする。我が国の卸電力市場では、欧州のような卸電力価格が負になることがなく、価格下限 (0.01 円/kWh) が制度的に設定されており、太陽光発電を含む限界費用の低い電源が大量に供給される場合、市場価格がこの下限となる現象が観測される。そのため、PV_{minval} は、市場価格から間接的に供給過剰度合いを捉えた代理指標として位置づけられる。

本研究では、出力抑制の規模を把握するために出力抑制電力量および出力抑制率を主要な分析指標として用い、PV_{minval} は、太陽光発電の大量導入が卸電力市場価格に与える影響を補完的に把握する目的で利用する。出力抑制電力量は出力抑制の実態を電力量ベースで捉える指標であり、PV_{minval} は市場価格から間接的に供給過剰度合いを捉えた代理指標として位置づけられる。このように両指標を併用することで、出力抑制の実態と市場価格形成との関係を多面的に評価する。

Table 1 Number of observations, Curtailment energy (annual curtailed PV electricity), Curtailment rate (ratio of curtailment energy to PV generation), PV_{minval}: minimum electricity (0.01 yen/kWh) hours, PV_{gen}: PV generation

Fiscal year	Obs.	Curtailment energy (GWh)	Curtailment rate (%)	PV _{minval} (hour)	PV _{gen} (GWh)
2016	8,760	0	0	0	7,086
2017	8,760	0	0	0	9,156
2018	8,760	95	0.96	20	9,897
2019	8,784	443	4.24	348	10,438
2020	8,760	386	3.09	432	12,478
2021	8,760	512	4.11	757	12,456
Sum	52,584	1,426	2.33	1,557	61,511

Note: The curtailment rate in the Sum row represents the overall rate for the entire analysis period.

表 1 より、出力抑制電力量 (Curtailment energy) は 2018 年に出現し、2019 年以降は 386 GWh から 512 GWh の間であり、太陽光発電電力量に占める出力抑制電力量である出力抑制率 (Curtailment rate) は 3.09 % から 4.24 % である。また、市場価格が下限となる時間帯 (PV_{minval}) も増加しており、PV 発電電力量 (PV_{gen}) の増大が電力市場価格に強い下方圧力を与えていることが示唆される。ここで、2017 年度以前には出力抑制が発生していないため、これ以降の分析では 2018 年度以降を分析対象とする。

次に、出力抑制電力の経済価値を分析するため、電力市場における価格形成メカニズムを理論的に把握する必要

がある。そのため、本研究では電力需要を示す構造モデル (supply-demand framework) を用いた定性的な分析を行う。分析にあたっては、小売電気料金は、卸電力価格に FIT 買取費用を上乗せして決定される。この前提のもと、図 2 に卸電力市場における需要と供給および価格の関係の模式図を示す^{14,15)}。

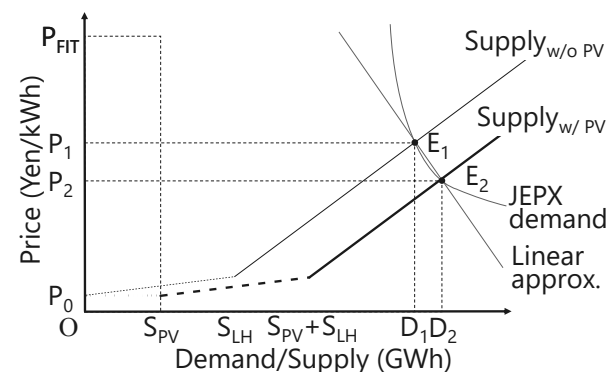


Fig. 2 Schematic diagram of wholesale electricity market demand/supply curve. Black thin (thick) line: supply curve without (with) PV; dashed (solid) line: supply curve for power generation with low (high) marginal cost; dotted line: supply curve for PV power generation; gray curved line: demand curve reflecting JEPX bidding behavior; gray straight line: linear approximation of JEPX demand curve. E₁ (E₂) is the equilibrium point without (with) PV generation. P₁ (P₂) is the equilibrium price at E₁ (E₂). P_{FIT} is FIT price.

需要曲線は、JEPX が 2022 年 6 月以降公開している買入札累積カーブの特徴を反映し、右下がりの曲線 (図中の灰色の曲線) として描いている。買入札累積カーブは時間帯によって形状が異なるが、概ね下に凸の形状を示す。本稿では、この曲線を線形近似した右下がりの直線 (図中の灰色の直線) を用いて分析を行う。一方、供給曲線は、供給量が少ないときには限界費用の低い電源 (例: 水力・石炭火力) が稼働し、電力価格の上昇は緩やかである。この領域の供給量を S_{LH} とする。しかし、供給量が増加すると、限界費用の高い電源 (例: LNG 火力・石油火力) が稼働し、価格は急激に上昇する。これに対応する供給曲線が、図中の黒線 (ホッケースティック状の折れ線) として示されている。ここに PV 発電が導入されると、限界費用がほぼゼロの電力供給が追加されるため、供給曲線全体が右方向にシフトする。 (図中の黒太線) その結果、PV 発電がない場合に需要曲線と供給曲線が交差する均衡点 E₁ における価格均衡点 P₁ が、均衡点 E₂ に移動することで PV 発電の導入により P₂ に低下する。このように、PV 電力の導入によって市場価格が低下し、経済的な便益が増加する効果を「メリットオーダー効果 (merit-order effect)」という。この便益の増加 (B) と FIT 電力供給による最終的には消費者に課される追加 FIT 買取費用 (C) は、以下で表される。

$$B \approx \frac{1}{2}(D_2 + D_1) \times (P_1 - P_2) \quad (1)$$

$$C = S_{PV} \times (P_{FIT} - P_2) \quad (2)$$

ここで、 D_1 は PV 電力が供給されない反実仮定の均衡点における需要、 D_2 は PV 電力が供給された場合の均衡点における需要、 P_1 は PV 電力が供給されない反実仮定の均衡価格、 P_2 は PV 電力が供給された場合の均衡価格、 S_{PV} は PV の発電電力量、 P_{FIT} は固定買取価格である。ここで B は線形近似を用いて計算されるため、下に凸の需要カーブを用いる B の上限を示す。太陽光発電導入時に、このメリットオーダー効果があり、 B と C の大きさが効率化に大きな影響を与える。

4. シナリオ分析：出力抑制電力の利用形態による経済的便益と分配構造

出力抑制電力の活用を想定した二つのシナリオを設定する。昼間の需要創出による出力抑制電力の直接消費と蓄電池による出力抑制電力を夕方以降へのタイムシフトの経済価値と分配構造について考察する。

4.1 昼間の需要創出による出力抑制電力の直接消費

このシナリオでは、出力抑制電力は未利用の電力のため、卸電力市場に供給されると安価に調達可能なため、小売電気事業者が昼間の時間帯に廉価な料金メニューを設定することで需要を喚起する。これにより、従来は深夜電力を利用して電気自動車への充電、電気温水器、あるいは産業用電力などの需要が昼間にシフトすると想定される。

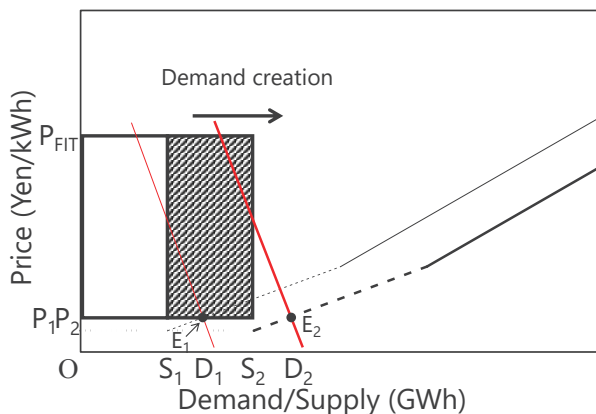


Fig. 3 Schematic diagram of the wholesale electricity market supply-demand curve under the daytime load creation scenario. (black thin (thick) line : supply curve with (less) PV curtailment, red thin (thick) line: linear approximation of JEPX demand curve with (less) PV curtailment.) The white (shaded) box represents (additional) FIT purchase cost with (less) curtailment under feed-in tariff. Electricity demand (PV power) increases from D_1 (S_1) to D_2 (S_2) as curtailed power is utilized. P_1 and P_2 are electricity prices at demand levels D_1 and D_2 . P_{FIT} is FIT price.

実際、九州電力地域で家庭向け電力メニューが提供されている¹⁶⁾。まず、構造モデル(図3)を用いて評価する。

電力需要を喚起することにより、新たな電力需要と同程度の出力抑制されていた太陽光発電電力が市場に供給されるため、需要曲線のシフト量(D_2-D_1)と出力抑制電力の供給量の増加(S_2-S_1)が同程度となり、電力需要喚起前後の電力価格(P_1, P_2)に差がない。よって、この電力需要喚起により、メリットオーダー効果による電力価格低減がない一方、追加のFIT買取費用(FIT purchase cost, 図3中の斜線の面積)が発生している。ただし、出力抑制されている電力量を大幅に超えた需要が生じた場合は、 P_2 が P_1 より大きくなり、市場調達価格が高くなる。

次に、この施策が市場参加者の損益に与える影響を出力抑制が発生する日中とそれによって需要が減少する夜間の両方について整理した結果を表2に示す。

Table 2 Distribution of benefits and losses among electricity market actors in the daytime load creation scenario.

Participants	Daytime (Curtailment)	Night
Renewable Energy Generators	↑↑	-
Conventional Generators	-	↓
Electricity Retailers	↑	-
Consumers	↑	↑

Note: This table qualitatively summarizes economic benefits and burdens for each electricity market actor. An upward arrow (↑) (downward arrow (↓)) indicates an increase in economic benefits (burdens). The number of arrows indicates magnitude of impact on economic benefits and burdens.

まず、再エネ事業者は、出力抑制電力を35円/kWh以上の高価なFIT価格で供給可能となるため、大きな恩恵を受ける(↑↑)。一方、従来型発電事業者は夜間需要の減少によって売電機会が減り、不利益を被る。小売電気事業者は夜間の電力より調達電力が安価となり、それを需要家向けに廉価な販売価格による需要喚起により販売量が増加し、利益が拡大する。需要家も昼間の電力を深夜電力より安価に利用できるため恩恵を受ける。したがって、この施策は再エネ事業者に大きな利益があり、この需要喚起スキームに参加する小売電気事業者と需要家にとって利益がある。

また、文献16の電力メニュー(2024年2月時点)とJEPXの約定価格を用いて、小売電気事業者および需要家の便益を推計する。需要家の電力使用総量が一定である条件下、深夜の電力使用を昼間にシフトすると、小売電気事業者は夜間の平均電力調達価格9.68円/kWhに対し、出力抑制時間帯には0.01円/kWhに近い価格で調達可能となるため、調達コストが低減する。加えて、当該電力メニューを利用する需要家は、電力価格が18.37円/kWhから12.37~13.47円/kWh(季節による)に低減する。よって、これら2主体にとっては経済的なメリットがある。

現行制度下では出力抑制電力を通常の FIT 電力と分離して計測できず、すべてが FIT 価格で買い取られる。その結果、追加的な FIT 買取費用が発生し、その負担はすべての需要家に転嫁される。さらに、供給曲線の右シフトに伴うメリットオーダー効果が少なく、式 (1) および (2) より、近似的に $P_1 \approx P_2$ から $B \approx 0$ となる一方、 $P_{FIT} > P_2$ から $C > 0$ となるため、 $B < C$ となる。よって、夜間から昼間への需要シフトでは、社会全体での発電コストを低下する効果はあるが、最終的に FIT 価格を負担させられる需要家から再エネ事業者へ費用削減コスト以上の所得移転がある可能性が高い。

4.2 蓄電池による出力抑制電力を夕方へのタイムシフト

出力抑制電力を蓄電池に充電し、夕方の高価格帯で放電するシナリオを検討する。

まず、「出力抑制価値 (curtailment value)」を、出力抑制が発生した各日において 1 kWh の出力抑制電力を蓄電池し、その日の市場日最大価格で放電・販売できたと仮定した場合の、年間あたりの潜在売電価値 (円/kWh/年) として定義する。出力抑制日集合を C 、各日 $i \in C$ の日最大価格を p_i^{max} とすると、出力抑制価値 CV は

$$CV = \sum_{i \in C} p_i^{max} \quad (3)$$

と定義される。 CV は、容量 1 kWh の蓄電池が各出力抑制日に無料で充電し、その日の市場最高価格で全量放電するという条件のもとで得られる年間潜在収益の上限を表す指標である。ただし、この市場最高価格は実際の取引では不明なため、この条件は実際の実行可能な取引よりも高い値をとる。蓄電池容量が 1 kWh に固定されているため、各日の出力抑制電力量の多寡はこの収益に影響せず、日最大価格の単純合計が上限収益の正確な表現となる。なお、往復効率 η を考慮すると上限は $\eta \times CV$ となるが、本稿では上限評価として $\eta = 1$ と置く。

一方、出力抑制された電力量 1 kWh あたりの年間あたりの平均的な潜在売電価値 (円/kWh/年) を把握するため、各日の出力抑制電力量 Q_i (表 1) で各日の最大価格を加重平均した値を用い、 wCV を以下のように定義する。

$$wCV = \frac{\sum_{i \in C} (p_i^{max} \times Q_i)}{\sum_{i \in C} Q_i} \quad (4)$$

wCV は、出力抑制電力量が大きい日ほど重みを持つ平均売電単価であり、出力抑制電力全体の経済的価値の規模感を把握する補助指標として用いる。 CV が蓄電池投資の採算性を評価する指標であるのに対し、 wCV は出力抑制電力の社会的な経済価値を示す指標として位置づけられる。これらの出力抑制に関するデータと出力抑制価値の計算結果を表 3 に示す。

まず、出力抑制が行われた日数は、2018 年度は 42 日と少ないが、2019 年度以降は 110 日前後となっている。この増加は表 1 の結果とも整合する。つぎに、各年度の出力

抑制発生日の最大電力価格の平均は、2018 年度から 2020 年度までは 9 円/kWh 前後だが、2021 年度は 21.0 円/kWh と大幅に上昇している。その結果、出力抑制価値は 2018 年度では 396 円/kWh/年であったのに対し、2019～2020 年度には約 1,000 円/kWh/年、2021 年度には LNG 価格の高騰による電力価格高騰により 2,311 円/kWh/年に達した。

これは、出力抑制電力を無料で充電し、その日の最高電力価格で販売でき、蓄電池の劣化や O&M コストもなく、売買に関わる手数料もない条件において、蓄電池による年間の潜在収益の上限は 2,311 円/kWh/年 となることを示す。一方、出力抑制電力量で加重した平均売電価値 wCV は、2018 年度で 381 円/kWh、2021 年度で 1,447 円/kWh であった。 wCV が CV の日平均値と異なるのは、各日の出力抑制電力量により加重平均市場最大価格が異なり、出力抑制電力量が多い日の電力価格が低い傾向があると考えられる。本稿における蓄電池の投資回収期間の評価には、上限収益である CV を用いる。

Table 3 Summary of annual curtailment days, average daily maximum electricity prices, estimated annual curtailment values (CV), and weighted average curtailment values (wCV) in Kyushu. CV represents the upper bound of annual potential revenue for a 1-kWh battery storage system. wCV represents the average potential selling price per unit of curtailed electricity, weighted by daily curtailment energy (see Table 1 for annual curtailment energy data).

Fiscal year	Number of curtailment days	Average daily maximum electricity price (yen/kWh)	Annual CV (yen/kWh/year)	Annual wCV (yen/kWh/year)
2018	42	9.43	396.06	381.36
2019	115	8.95	1029.25	966.00
2020	105	8.51	893.55	702.45
2021	108	21.40	2311.20	1447.20

現在の日本のプロジェクトにおける蓄電池導入コスト (35～80 千円/kWh) を考慮すると、表 3 の上限収益の場合においても単純回収には 16～35 年を要する。実際の運用時には充放電損失・経年劣化・維持費用も生じるため、単純な出力抑制電力のタイムシフトでは採算性を確保することは難しい。本稿の対象期間外ではあるが、出力抑制発生日が最多の 158 日であった 2023 年度において CV は 2,283 円/kWh であり、2021 年度と同等であった。仮に蓄電池コストが半額程度となり、2021 年度と同様の電力価格や出力抑制電力が発生し、放電時に電力市場価格が大幅に下がらなければ経済性が成立する可能性がある。

次に蓄電池導入時における市場参加者間の便益と負担の分配構造を整理するため、構造モデルを用いて出力抑制電力のタイムシフトの影響を調べる。まず、昼間の充電時においては、出力抑制電力がそのまま充電されるため、卸電力市場への影響はない。次に、PV 電力を充電した蓄電池の放電時の市場への影響を、図 4 に構造モデルで示す。

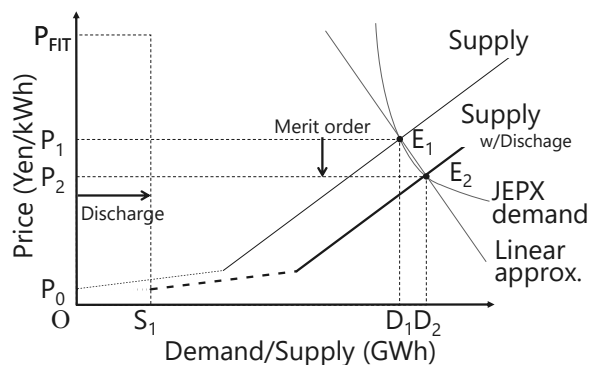


Fig. 4 Schematic diagram of the supply curve shift in the evening with batteries discharged. Discharged electricity (dotted line to S_1) shifts the supply curve rightward, lowering the market price relative to the baseline from E_1 at D_1 to E_2 at D_2 . S_1 is discharge power supply. P_1 (P_2) is electricity price without (with) discharging power from batteries. P_{FIT} is FIT price.

図4より、蓄電池からの放電により供給曲線が右方にシフトし、電力価格の低下により、メリットオーダー効果が生じる。よって、メリットオーダー効果が蓄電池の費用を上回れば、社会全体での経済効果は正となる。一方、図2と同様に再エネ賦課金の増加とメリットオーダー効果による電力価格の低減を比較して、後者が大きい場合は消費者が得る経済的な便益は正となる。ただし、現実には、再エネ賦課金の増加に加えて蓄電池に関する費用負担が高額である。加えて、対象期間 (FY2018–FY2021) の需給データより、出力抑制電力量が正となる日の出力抑制電力量合計が1 GWh以下となる割合は40%程度 (出力抑制日: 370日, 出力抑制<1 GWh: 149日) である。また、各日のJEPXスポット価格が最大となる時刻の電力需要 (夕方帯は17–20時を主に想定) の89%以上は9 GW超である。そのため、夕方の供給電力量と比較して出力抑制電力量が少なく、供給曲線のシフト量が小さい日が多い。よって、メリットオーダー効果が小さく、社会全体でも、消費者についても経済的便益が正となることは困難と考えられる。

JEPXでは2021年度から、「価格感応度」という反実仮想指標を用いた仮想価格が既に定量的に提示されている。これは、0.5 GW、1 GWと5 GWの電力供給が追加された場合のシステムプライスが表示されており、実際のシステムプライスとの差により、各日の蓄電池などによる追加電力供給による価格低減を仮想的に計算が可能である。これを用いて、各日の出力抑制電力量の和が、この3つの追加電力の場合に当てはまるかを調査し、2021年度の出力抑制電力量とシステムプライスの価格低減について図5に示す。

図5より、出力抑制電力量が少ない日では価格感応度に基づく価格低減も小さく、出力抑制電力量が多い日でも価格低減は概ね数円/kWh程度にとどまる。このことから、出力抑制電力の蓄電池を介したタイムシフトによるメリットオーダー効果は限定的であることがこの価格感応度を用いる範囲ではあるが定量的にも確認される。

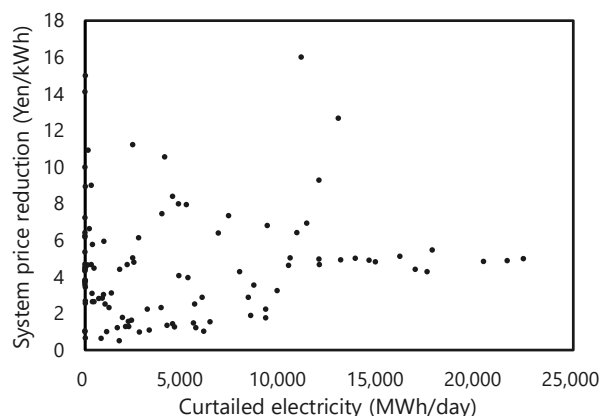


Fig. 5 Relationship between daily curtailed electricity and system price reduction estimated from JEPX price sensitivity indicators (FY2021). Price reductions are calculated as the difference between the actual system price and the hypothetical system price with additional supply of 0.5, 1.0, and 5.0 GW.

最後に、蓄電池による出力抑制電力を夕方以降へのタイムシフトを行った際の市場参加者の損益について考察する。表4に市場参加者の損益について整理する。

Table 4 Distribution of benefits and losses among electricity market actors in the battery-based time shifting scenario.

Participants	Daytime (Curtailment)	Evening (Discharge)
Renewable Energy Generators	11	-
Conventional Generators	-	11
Electricity Retailers	-	1
Consumers	-	-

Note: This table presents a qualitative assessment of the direction of economic impacts resulting from battery-based time shifting of curtailed solar power. An upward arrow (↑) (downward arrow (↓)) indicates an increase in economic benefits (burdens). The number of arrows indicates magnitude of impact on economic benefits and burdens.

市場参加者別の影響を整理すると、再エネ事業者はFIT買取電力量の増加により収益が拡大する。また、放電による新たな電力供給による電力価格が低減するため、小売電気事業者は電力の調達コスト低下により利益を得る。従来型発電事業者は、出力抑制日の平均電力取引価格が約6.69円/kWhに対して高価格帯の電力価格は約12.51円/kWhであり、この価格帯での電力供給機会を失うことで収益が大幅に減少する (↓↓)。一方で、電力市場での価格低減の恩恵を小売電気事業者を通じて受ける需要家は、シナリオ1のように小売電気事業者が調達コスト低減の利益を需要家に与える動機がないため、経済的な便益はない。加えて、シナリオ1と同様に再エネ賦課金の増加により需要家の負担は増大する。このように、蓄電池を用いた出力抑制電力の活用は経済的な便益が正になる可能性は低く、一部の主体には便益をもたらすものの、制度的制約の下では負

担の偏在を生じさせる可能性がある。

以上の結果から、出力抑制電力の活用は部分的には市場に便益をもたらすものの、そのコストは最終的に需要家に転嫁されやすく、制度的補完が不可欠であり、公平性を担保する制度的枠組みの導入が求められる。

5. 結論

本研究では、九州エリアを対象として、出力抑制された太陽光発電電力量の供給を通じた、卸電力市場価格への影響とその便益および費用の分配構造を分析した。太陽光発電の大量導入が進展する中で、出力抑制は単なる技術的な調整手段ではなく、電力市場を介して複数の市場参加者に影響を及ぼす経済現象であることを明らかにした点が、本研究の主な成果である。

シナリオ分析の結果、昼間の電力需要の創造については、出力抑制が発生している時間帯にその抑制電力が市場に供給され、夜間の電力需要が減少し電力供給費用が低減されたとしても、市場全体の価格低減効果（メリットオーダー効果）は限定的である一方、制度設計次第では再エネ・小売・一部需要家に便益が帰着しうる。

また、出力抑制対策として期待される蓄電池導入について、その経済的効果を評価した結果、出力抑制電力を無料で供給を受け、高価格時間帯に売電できるという理想的な条件を仮定した場合であっても、投資回収期間は長期に及ぶことが示された。これは、蓄電池導入コストが出力抑制電力の供給に比して高価であり、蓄電池導入が必ずしも経済合理的な解決策とはならないことを示唆している。さらに、蓄電池を導入するシナリオにおいても、再エネ事業者は売電増による収益を増加させるが、売電機会を失う従来型発電事業者や再エネ賦課金を支払う需要家の負担が増加するため、受益と費用負担の関係が公平でないと考えられる。したがって、蓄電池は出力抑制問題の「万能な解決策」ではなく、制度的支援や運用方法と組み合わせる必要がある。文献 18 では「系統用蓄電システムのアービトラージ運用における収益性評価」を実施しており、ここでは出力抑制の有無に関係なく毎日充放電を行い、その時の価格差のシナリオを設定し、蓄電池導入コストによる収益性を IRR（内部収益率）で評価している。本稿の対象全期間において出力抑制量で加重平均した最高電力価格は 9.45 円/kWh であるため、文献 18 のベースケースに近く建設コストが 60 千円/kWh を切ればブレイクイーブンポイントを超えることが示唆される。加えて、蓄電池を「マルチユース」¹⁷⁾に利用することで、出力抑制電力タイムシフトを含めた蓄電池の有効利用による、経済合理性の改善は可能となる可能性がある。ただし、その場合においても、分配構造についての設計は考慮が必要である。

以上の結果は、再生可能エネルギーのさらなる導入を進める上で、単に出力抑制を削減することや設備を追加することだけでなく、その経済的帰結と分配構造を明示的に考慮した制度設計が重要であることを示している。特に、出

力抑制電力量の経済価値を適切に把握し、市場参加者の受益と費用負担の関係を可視化することは、再生可能エネルギー政策の社会的受容性を高める上でも不可欠である。

今後の課題としては、より詳細な出力抑制データや系統運用情報を用いた分析の高度化、需要側の価格応答を考慮した評価、ならびに他地域への適用可能性の検討が挙げられる。加えて、本対象期間は FIT のみが対象であるが、2022 年度以降は FIP 制度が導入されており、制度変更による影響の評価も重要である。再生可能エネルギー大量導入時代においては、技術、制度、市場の相互作用を踏まえた総合的な分析が一層求められており、本研究がその一助となることを期待したい。

本研究は、再生可能エネルギー導入の「量」を拡大することで生じる課題に対する、「市場制度と分配構造」の観点から再考する必要性を示すものである。

謝辞

本研究の一部は、科学研究費補助金（課題番号：24K04940）の助成により実施されたものである。また、匿名の査読者より本論文の改善に資する詳細かつ建設的なご指摘をいただいた。深く感謝申し上げる。

参考文献

- 九州電力送配電株式会社, 出力制御について (accessed Feb.18 2026), <https://www.kyuden.co.jp/td/functions/faq/Renewable-energy/cotrol.html>
- 環境省, 再生可能エネルギー大量導入時の電力需給対策 (accessed Feb.18 2026), <https://www.env.go.jp/content/900449389.pdf>
- A. Bunodi, H.S. Lee, Renewable Energy Curtailment: Prediction Using a Logic-Based Forecasting Method and Mitigation Measures in Kyushu, Japan, *Energies*, 13(18), 4703 (2020). (DOI: 10.3390/en13184703)
- E. O'Shaughnessy, J.R. Cruce, K. Xu, Too much of a good thing? Global trends in the curtailment of solar PV, *Sol. Energy*, 208, 1068–1077 (2020). (DOI: 10.1016/j.solener.2020.08.075)
- L. Bird, J. Cochran, X. Wang, Wind and solar energy curtailment: Experience and practices in the United States. *Natl. Renew. Energy Lab. Tech. Rep. NREL/TP-6A20-60983* (2014).
- International Energy Agency, System Integration of Renewables, IEA, Paris (2018). <https://www.iea.org/reports/system-integration-of-renewables>
- Y. Yasuda, L. Bird, E.M. Carlini, P.B. Eriksen, A. Estanqueiro, D. Flynn, D. Fraile, E.G. Lázaro, S. Martín-Martínez, D. Hayashi, H. Holttinen, D. Lew, J. McCam, N. Menemenlis, R. Miranda, A. Orths, J.C. Smith, E. Taibi, T.K. Vrana, C-E (curtailment–Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 160, 112212 (2022). (DOI: 10.1016/j.rser.2022.112212)
- F. Sensfuß, M. Ragwitz, M. Genoese, The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 36(8), 3086–3094 (2008). (DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.035)
- J. Cludius, H. Hermann, F. C. Matthes, V. Graichen, The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Econ.* 44, 302–313 (2014). (DOI: 10.1016/j.eneco.2014.04.020)
- M. Sakaguchi, H. Fujii, The Impact of Variable Renewable Energy Penetration on Wholesale Electricity Prices in Japan Between FY 2016 and 2019. *Front. Sustain.* 2, 770045 (2021). (DOI:

- 10.3389/frsus.2021.770045)
- 11) N. Fuke, K. Ohashi, Seasonal variation in the impact of solar power generation on electricity price level and variability. *J. Commod. Mark.*, 40, 100521 (2025). (DOI: 10.1016/j.jcomm.2025.100521)
- 12) P. Denholm, J. Nunemaker, P. Gagnon, W. Cole, The potential for battery energy storage to provide peaking capacity in the United States, *Renew. Energy*, 151, 1269–1277 (2020). (DOI: 10.1016/j.renene.2019.11.117)
- 13) W.-P. Schill, A. Zerrahn, Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 83, 156–171 (2018). (DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.205)
- 14) T. Kanamura, K. Ohashi, A structural model for electricity prices with spikes: measurement of spike risk and optimal policies for hydropower plant operation. *Energy Econ.* 29, 1010–1032 (2007). (DOI: 10.1016/j.eneco.2006.05.012)
- 15) N. Fuke, K. Ohashi, Assessing the Impact of Photovoltaic Generation on Wholesale Electricity Market and Consumer Economic Benefits Under Feed-in Tariff Scheme, *Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference (2024)* (Nov. 2024), 77-80, Sapporo, Japan.
- 16) 九州電力株式会社, 低圧お客さま向け新料金プラン「おひさま昼トクプラン」を創設します (accessed Feb.18 2026), <https://www.kyuden.co.jp/press/2024/h240206b-1.html>
- 17) World Bank Group, *Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems*, World Bank, Washington, DC (2020). (DOI: 10.1596/33971)
- 18) 経済産業省, 2024 年度 定置用蓄電システム普及拡大検討会 結果とりまとめ (accessed Mar.31 2026), https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/20250307_1.pdf