

九州エリアにおける太陽光余剰インバランスを用いた蓄電池と電解装置による水素製造の経済性評価

Economic Evaluation of Hydrogen Production by Electrolyzers and Batteries with Positive Imbalance from Solar Power in Kyushu

松原雅*・前匡鴻*・吉岡剛*・松橋隆治*
・伊藤俊之**・広田和真**
Masashi Matsubara Masahiro Mae Tsuyoshi Yoshioka Ryuji Matsuhashi
Toshiyuki Ito Kazuma Hirota

Abstract

It is necessary to produce carbon-free hydrogen at a reasonable price to achieve carbon neutrality in every sector, especially the heat demand in some industrial sectors. This paper aims to produce carbon-free hydrogen economically in Japanese power retailers using electricity from the market and positive imbalance of renewables. This paper simulates hydrogen production through a stochastic optimization problem, considering the fluctuations in the imbalance of renewables. The positive imbalance reduces the variable cost of hydrogen by 9.5 JPY/Nm³ when the capacity factor of the electrolyzer is 50%. The electrolyzer produces hydrogen in the daytime, promoting power-to-gas to reduce renewable energy curtailments. The minimum hydrogen cost is around 52 JPY/Nm³ when the capacity factor of the electrolyzer is 40-50%. The results with different market prices show that there is a positive correlation between the variable cost of hydrogen and the average market prices. In addition, the wheeling rate and renewable charge account for most of the hydrogen cost, especially when the market prices are low. It implies the importance of institutional design to achieve the governmental target of the costs of hydrogen produced by power retailers.

Key words : Carbon-free hydrogen, Electrolyzer, Power retailer, Positive imbalance, Solar power

1. 序論

カーボンニュートラル社会の実現に向けた取り組みが世界的に広まるなか、特に産業用分野を中心とした熱利用におけるCO₂排出量低減に向けて、再生可能エネルギー電源(以下、再エネ電源)から水電解により水素を製造することに注目が集まっている。日本でも、低炭素水素等を活用することを旨とした水素社会推進法が成立し、水素の供給および利用を促進するための環境が整いつつある。

再エネ電源から製造された水素はグリーン水素と呼ばれ、その製造コストは多くの研究で検討されている。これらは系統に連系せず、再エネ電源のみを用いて水素を製造するもの¹⁻⁵⁾が中心である。しかし、再エネ電源の変動性から、設備利用率が低くなる傾向があり、先行研究では25%を下回る例³⁻⁵⁾もある。水素製造単価を下げるには、電解装置への電力供給を安定させ設備利用率を高めることが望ましい。一方、系統と再エネ電源を併用した水素製造を評価した研究もある^{6,7)}。系統からの電力に加え、発電事業で生じる、インバランスを活用した水素製造の先行研究^{8,9)}も存在する。しかし、これらは事業者の利益を評価しており、水素製造単価を評価したものについては著者らの知る限り存在しない。

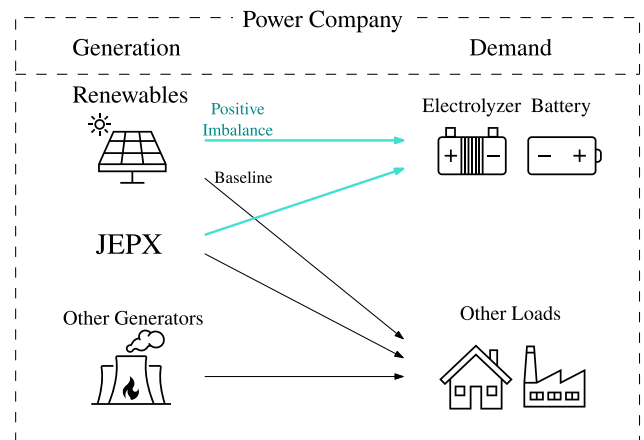


図1 提案手法における水素製造とそれ以外の電力の流れ。

近年では、再エネ電源の増加に伴い、卸電力市場(JEPX)にて各エリアでの約定価格が底値となる頻度が増えている。そのため、JEPX由来の安い電力に非化石証書を付けて供給することで、CO₂排出が実質ゼロである水素を製造するとともに、設備利用率を高め水素製造単価を下げることを期待できる。さらに、再エネ電源の発電インバランスを活用することにより、水素製造に使用する再エネ電源由来の電力を安価に調達できる可能性がある。

本研究では JEPX 由来の安い電力と再エネ電源の発電インバランスを用いて、安価かつCO₂排出が実質ゼロである水素を製造する方法を提案する。また、九州エリアでのケ

*東京大学大学院工学系研究科電気系工学専攻
〒113-8656 東京都文京区本郷 7-3-1
E-mail : matsubara@enesys.t.u-tokyo.ac.jp
**一般社団法人日本ガス協会
〒105-0001 東京都港区虎ノ門 1-15-12

表1 水素製造シミュレーションに係る諸元.

名称	値	備考
託送料金	372.49 円/kW/月 1.49 円/kWh	九州電力 特別高圧標準接続 ¹⁰⁾
再エネ賦課金	1.40 円/kWh	2022 年度
非化石証書単価	0.50 円/kWh	2023 年 FIT 第 2 回 ¹¹⁾
電解装置単価	52000 円/kW	アルカリ型目標値 ¹²⁾
水素発生原単位	0.208 Nm ³ /kWh	効率 75% ¹³⁾
電解装置入力	10 MW	
電解装置運転帯	15-100%	
電解装置年経費率	10%	先行研究 ⁹⁾ と同様
蓄電池単価	25000 円/kW 50000 円/kWh	先行研究 ⁹⁾ と同様
蓄電池サイズ	1.5 MW/3 MWh	
充放電効率	片道 90%	先行研究 ⁹⁾ と同様
蓄電池 SoC 範囲	10-90%	先行研究 ⁹⁾ と同様
蓄電池償却期間	6 年	先行研究 ⁹⁾ と同様

ースタディを通じて、水素製造単価の構成要因を分析し、コスト低減のボトルネックとなり得る要因を明らかにする。

2. 手法

2.1 水素製造の枠組み

本研究では、電気事業者として発電・小売の両方を行う主体が水素製造を行うとする。発電部門では再エネ電源を保有する一方で、小売部門では一般の需要のほかに、ある受電点内に電解装置と蓄電池の組を持つものとする。図1には提案手法での水素製造を適用した事業での、電力の流れを表す。事業者の発電部門は発電計画を、小売部門は需要計画を立てる必要がある。このとき、再エネ電源の発電計画は電解装置・蓄電池以外の需要に供給することを前提に設定するものとする。一方、電解装置・蓄電池の需要計画は、卸電力市場(JEPX)からの調達によって満たされると考える。ここで、再エネ電源の発電計画を出力予測より低めに設定することで、実需給段階で発電の余剰インバランスを発生させる。電解装置・蓄電池は実需給において需要の不足インバランスを発生させ、これを補償する。このとき、これらの余剰・不足インバランスの精算は、事業者の中で相殺される。そのため、電解装置・蓄電池は再エネ電源の余剰インバランスを実質ゼロ円で利用したとみなせる。

この提案手法では、発電側・需要側の他のインバランス要因について、十分な調整リソースによって対応できると仮定する。つまり、電気事業の規模が大きく、インバランスによるリスクが相対的に小さい事業者を対象とする。再エネ電源自体のコストは、水素製造部分以外の事業で賄えると仮定して、以下の水素製造コスト計算から除外する。

2.2 再エネ由来インバランスの想定

再エネ電源のインバランスは、出力予測値をもとに決めた発電計画と、実出力との誤差となる。したがって、イン

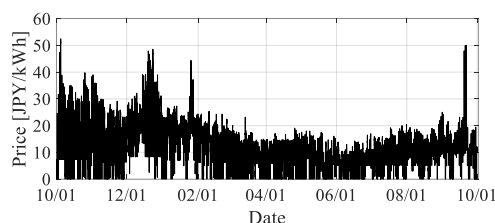


図2 年間の JEPX 九州エリアプライス¹⁴⁾.

バランス発生量は出力予測誤差に依存して確率的に決まるということが出来る。ここでは先行研究⁹⁾をもとに、予測誤差はラプラス分布に従うと仮定する。さらに最適化問題に反映させるため、分布を先行研究⁹⁾と同様に離散化する。離散化された区分ごとに予測誤差の代表値と発生確率を与え、後述の最適化問題におけるシナリオとして用いる。

インバランスの発生量は計画値の取り方にも依存する。本研究の提案では、余剰インバランスの補償により電解装置に安い電力を供給する。そこで先行研究⁹⁾と同様に、実出力が最も下振れするシナリオに計画値を設定することにより、再エネ電源のインバランスはすべて余剰となって生じるとする。

2.3 最適化問題

電解装置・蓄電池の運転は、水素製造単価の可変費による部分(以下、可変費分)を最小化する最適化問題によって決められる。目的関数を式(1)に示す。

$$\min UC = \frac{\sum_t (C_{m,t} E_{m,t} + C_{imb,t} (E_{ELimb,t}^{exp} + E_{BTimb,t}^{exp}))}{\sum_t (E_{ELp,t} + E_{ELimb,t}^{exp}) \mu_{EL}} \quad (1)$$

ここで分子が水素製造にかかる電力コスト、分母が合計の水素製造量を表す。 $E_{m,t}$, $E_{ELp,t}$, $E_{ELimb,t}^{exp}$, $E_{BTimb,t}^{exp}$ はそれぞれ、JEPX からの調達量・電解装置計画値・電解装置補償量の期待値・蓄電池補償量の期待値を表す。 μ_{EL} は水素発生原単位 [Nm³/kWh] を表す。電力の単価について、JEPX から調達する電力はエリアプライス・託送料金・再エネ賦課金・非化石証書の和が単価 $C_{m,t}$ となる。一方、余剰インバランスを利用した電力は託送料金・再エネ賦課金の和が単価 $C_{imb,t}$ となる。なお蓄電池は電解装置と同一構内で接続しており、蓄電池から電解装置へ流れる電力には託送料金等がかからないとする。

制約条件には、電解装置・蓄電池の計画値のバランスと、再エネ余剰インバランスの各シナリオでの収支が含まれる。計画値では、電解装置の入力は JEPX からの調達と蓄電池の放電に分けられる。また蓄電池は JEPX からの調達により充電できる。インバランスの収支では、余剰インバランスは電解装置・蓄電池に補償される分と残余分に分けられる。

蓄電池と電解装置に関する制約条件は、先行研究⁹⁾をもとに定める。電解装置については最大・最小出力を制約と

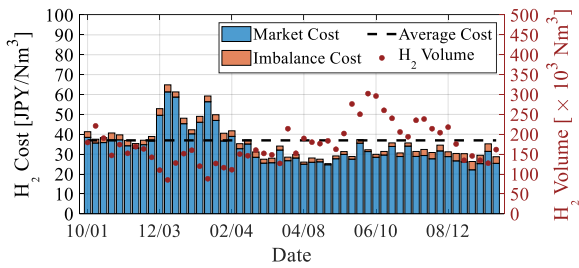


図3 週ごとの水素製造量および製造単価可変費分と、
年間での製造単価可変費分(破線)。

表2 年間の水素製造結果(電解装置設備利用率 50%)。

	インバランスあり	インバランスなし
水素製造単価	51.7 円/Nm ³	61.2 円/Nm ³
(可変費分)	36.9 円/Nm ³	46.4 円/Nm ³
(固定費分)	14.8 円/Nm ³	14.8 円/Nm ³
水素製造量	9.11 × 10 ⁶ Nm ³	9.11 × 10 ⁶ Nm ³
JEPX 調達量	30.1 GWh	44.1 GWh
補償量期待値	14.2 GWh	0 GWh

して設ける。蓄電池については、最大充放電出力・充電計画と放電計画の排他制約・State-of-Charge (SoC)の推移制約・SoC 最大と最小を制約として設ける。ここで SoC の推移制約において、蓄電池は余剰インバランスを充電することで SoC が上昇する。このとき、SoC の変化はインバランス補償量の期待値に従って生じるものとする。

最適化問題の制約条件はすべて線形であるが、式(1)の目的関数は非線形である。この線形化のために、分母である合計の水素製造量にある定数に固定する。ここで定めた定数を、期間内で常に最大入力電力で水素製造を行った場合の製造量で割ることで、電解装置の設備利用率を求める。

3. 結果

3.1 設備利用率 50%でのケーススタディ

ここでは九州エリアでのケーススタディをもとに結果を述べる。図2に年間の JEPX 価格を示す。また表1に設備やコストの諸元を示す。再エネ電源は、実際の太陽光プラント 1 MW の年間発電実績データを、容量 40 MW 相当になるように定数倍したものをを用いる。このデータは 2022 年 10 月から 2023 年 9 月までのものであり、JEPX 価格も同じ期間のデータを用いる。

表2に水素製造単価の内訳について、余剰インバランスを用いる場合と用いない場合とを比較して示す。まず余剰インバランスを用いることで、可変費分の単価が 9.5 円/Nm³低減する。電解装置・蓄電池・託送基本料金からなる固定費分の単価は、水素製造量に反比例するのでインバランスの有無によらず同じになる。インバランスを用いる場合、水素製造に用いた電力のうち、32%はインバランス由来である。図3には週ごとの水素製造量と可変費分の単価を示す。図2の JEPX 価格と比較すると、単価は JEPX 価格

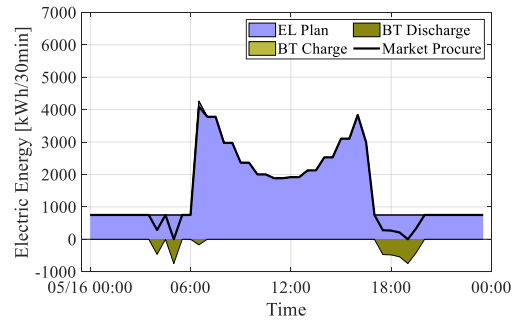


図4 ある一日の設備の計画値。

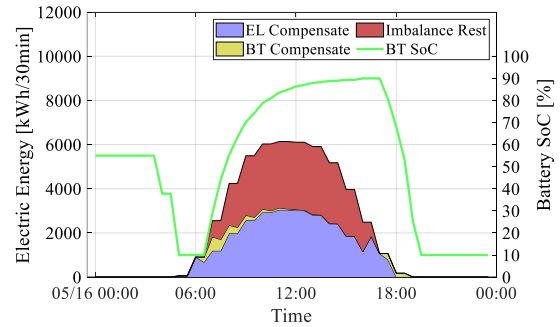


図5 ある一日のインバランス補償運転の期待値。

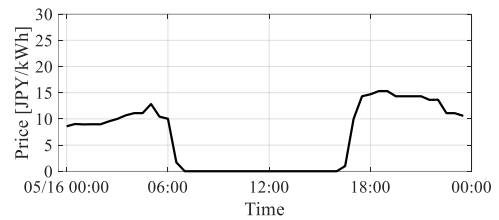


図6 ある一日の JEPX 価格。

に連動して変化している。また JEPX 価格が低くなる中間季に、より多くの水素を製造する傾向が見られる。ここから、水素製造単価が JEPX 価格に依存して変動すると推測される。

電解装置・蓄電池の運転について分析する。図4、図5にはある一日における計画値と補償動作の期待値を示す。また図6には同日の JEPX 価格を示す。電解装置の計画値は常に最低入力(750 kWh/30min)以上を保っている。この一日は 07:00-16:00 の間 JEPX 価格が底値であり、そこで電解装置計画値が最低入力より高くなる。余剰インバランスは昼間に発生しており、電解装置と蓄電池がこれを補償する。しかし電解装置は、インバランスのうち非常に高い確率で発生するもののみ補償して、JEPX 由来の安い電力も利用している。電力の単価は、JEPX から底値で調達するよりインバランスを用いるほうが 0.51 円/kWh (底値 0.01 円/kWh + 非化石証書 0.5 円/kWh)だけ低い。しかし余剰インバランスの発生量は少なくなる可能性があるため、JEPX を利用したほうが確実に安価な水素を製造できると判断したものと考えられる。また、電解装置は昼間を中心に再エネインバランスを補償し、JEPX 価格が低い時間帯に水素を製造してお

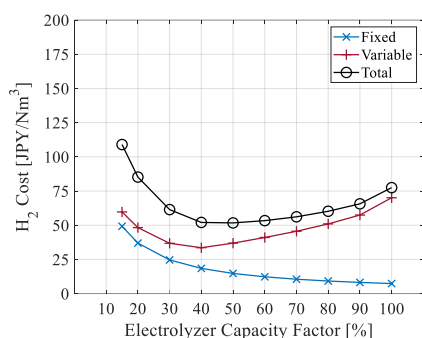


図7 電解装置の設備利用率と水素製造単価の関係。

り、太陽光発電の出力抑制対策になりうる。蓄電池はインバランス補償を中心に動作して、補償により蓄えた電力量は、夕方の JEPX 価格が高くなった時間帯で放電して電解装置に入力している。これにより、電解装置が最低入力を満たすために、JEPX から高い電力を調達することを回避する役割を担っている。

3.2 電解装置の設備利用率の影響

電解装置の設備利用率を変えると、水素製造量が変わるために水素製造単価に占める固定費・可変費の影響も変わる。図7には電解装置の設備利用率と水素製造単価の関係を示す。固定費分の単価は製造量に反比例して決まり、設備利用率に対して単調に小さくなる。一方、可変費分の単価は設備利用率に対してV字に変化する。この理由は図8に示すように、設備利用率ごとの電力利用の内訳から説明される。設備利用率が低すぎると、電解装置の最低入力を保つために JEPX から調達する電力の比重が大きくなる。そのため、製造量あたりの価格が上がる。ここから設備利用率を上げると、まず電力の単価が低いインバランスから利用され、続いて補償量はほぼ変わらないまま、JEPX の電力が安いものから使われていく。可変費分の単価が最小となるのは、設備利用率40%の場合である。これはインバランスを利用しつつ、JEPX 由来の電力のうち、底値に近いもののみを選択的に利用できる状況であるためと考えられる。さらに設備利用率が高くなると、調達する電力の平均単価が上がるため、水素の単価も上がる。固定費分と可変費分の兼ね合いから、設備利用率40-50%で水素製造単価が最小となり、およそ52 円/Nm³となる。

3.3 JEPX 価格に対する水素製造単価の感度

本研究では JEPX 由来の安い電力を併用して水素製造を行うため、JEPX 価格の傾向は水素製造単価に大きく影響する。そのため、電解装置の設備利用率を50%に固定して、JEPX 価格のみ異なる期間のデータを利用して感度分析を行った。図9には年間平均 JEPX 価格と可変費分の単価の関係を示す。ここでは2018年10月から5年分のデータを

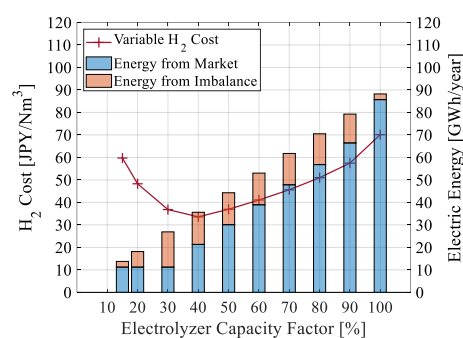


図8 電解装置の設備利用率と、水素製造単価可変費分および水電解に利用した電力量との関係。

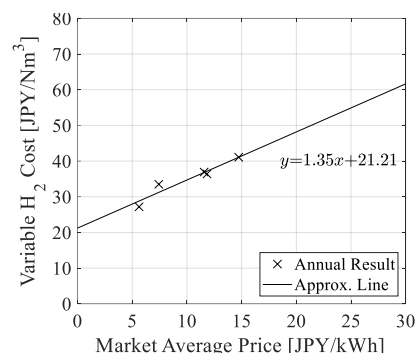


図9 年間平均 JEPX 価格と水素製造単価可変費分の関係。

用いた結果を示している。平均 JEPX 価格に対して、可変費分の単価は強い正の相関を持つ。近似直線の傾きは1.35 kWh/Nm³であり、水素発生原単位に相当する4.81 kWh/Nm³の1/3以下である。これは水素製造に使う電力の3割以上は余剰インバランス由来であり、かつ JEPX から調達する電力は安い価格のものを中心に利用しているため、水素製造に用いた電力の平均単価は平均 JEPX 価格より低いことが原因である。また、近似曲線の切片は20 円/Nm³以上であり、ゼロより大きい。これは JEPX 価格に依存しない、託送料金・再エネ賦課金・非化石証書の影響を表していると考えられる。

JEPX 価格が低くなった場合、JEPX 価格に依存しないコスト要因が水素製造単価の可変費分に相対的に大きく影響する。本研究では、単価に占める託送料金・再エネ賦課金・非化石証書の影響が大きくなる。特に託送料金・再エネ賦課金は、余剰インバランスを利用する場合にも課されるため回避できない。平均 JEPX 価格が最も低い2019年10月からの1年間において、可変費分の単価は27.2 円/Nm³となる。固定費分も含めると、水素製造単価は42.0 円/Nm³となり、政府2030年目標の供給価格30 円/Nm³には届いていない。表1に示す想定の下では、特に単価のうち託送料金・再エネ賦課金に相当する成分は13.9 円/Nm³である。これは2019年10月からの1年間を用いたケースでの可変費分の単価の50%以上を占める。ここで、再エネ賦課金については、多電力消費産業に対する減免措置などを活用す

ることが考えられる。さらに水素製造単価を下げること
水素の普及拡大を促進するためには、昼間の水素製造による再エネ出力抑制の低減を経済的に評価するなど、制度的な対応や方策が求められる。

4. 結論

高温熱供給におけるCO₂排出量低減やカーボンニュートラル燃料の原料として、再エネ電源などの電力から、水電解により安価に水素を製造することが求められる。本研究は電力事業を行う事業者が、JEPX由来の安価な電力と再エネ電源の余剰インバランスを用いることで、クリーンかつ安価な水素製造を行う枠組みを提案・分析している。九州エリアで太陽光発電からの余剰インバランスを用いたケースでは、電解装置の設備利用率が50%のとき、可変費による単価が36.9円/Nm³となる。これはインバランスを用いない場合に比べ9.5円/Nm³だけ小さい。また電解装置の設備利用率を変化させたとき、設備利用率が40-50%のときに水素製造単価は最小となり、およそ52円/Nm³となる。さらにJEPX価格が異なる条件を用いた感度分析の結果より、インバランスを用いるときの平均JEPX価格に対する水素製造単価の感度は、電解装置の製造効率から推定される値の1/3以下となる。最後に、JEPX価格が低い場合、託送料金・再エネ賦課金など、すべての電力にかかるコスト要因の比重が高まる。これらのコスト要因を、再エネ導入促進の観点から評価するなど、水素製造単価の低減につなげ、電解装置や蓄電池による再エネ変動補償の実効性を高める必要がある。

本研究は、九州エリアにおいて太陽光発電のインバランスを用いたケースを分析している。インバランスを利用する機会が多いほど、水素製造単価を下げられると期待される。風力発電は昼夜問わず発電するため、インバランスを利用する機会が多いと考えられる。そのため、太陽光発電と風力発電を同時に利用することで、水素製造単価を下げられると考えられる。この検討が今後の課題である。

参考文献

- 張天鴻, 前匡鴻, 松橋隆治; グリーン水素の国内製造に関する研究, 第43回エネルギー・資源学会研究発表会, (2024), pp.1-8.
- Masad Mezher Hasan and Gamze Genç; Techno-economic analysis of solar/wind power based hydrogen production, *Fuel*, 324 (2022), p.124564.
- Jacob L.L.C.C. Janssen, Marcel Weeda, Remko J. Detz and Bob van der Zwaan; Country-specific cost projections for renewable hydrogen production through off-grid electricity systems, *Applied Energy*, 309 (2022), p.118398.
- T. Estermann, M. Newborough and M. Sterner; Power-to-gas systems for absorbing excess solar power in electricity distribution networks, *International Journal of Hydrogen Energy*, 41 (2016), pp.13950-13959.
- Loiy Al-Ghussain, Adnan Darwish Ahmad, Ahmad M. Abubaker and Muhammed A. Hassan; Exploring the feasibility of green hydrogen production using excess energy from a country-scale 100% solar-wind renewable energy system, *International Journal of Hydrogen Energy*, 47-51 (2022), pp.21613-21633.
- Pengcheng Zhu, Masahiro Mae and Ryuji Matsuhashi; Techno-Economic Analysis of Grid-Connected Hydrogen Production via Water Electrolysis, *Energies*, 17-7 (2024), p.1653.
- Abdulrahman M. Abomazid, Nader A. El-Taweel and Hany E.Z. Farag; Optimal Energy Management of Hydrogen Energy Facility Using Integrated Battery Energy Storage and Solar Photovoltaic Systems, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 13-3 (2022), pp.1457-1468.
- Ryuji Matsuhashi and Tsuyoshi Yoshioka; Optimal design of a coproduction system of electricity and hydrogen to manage imbalances resulting from forecast errors in photovoltaic outputs, *ICPRE2018*, 64 (2018), p.06009.
- 松原雅, 吉岡剛, 松橋隆治; 電力小売事業者における蓄電池と電解装置の協調運転とJEPX価格変動リスク回避に関する研究, *エネルギー・資源*, 43-6(2022), pp.235-244.
- 九州電力送配電, 託送供給等約款(令和4年4月12日実施); https://www.kyuden.co.jp/var/rev/0/0564/3167/td_g25er98s.pdf (アクセス日 2024.11.28)
- JEPX, 非化石価値取引 市場情報; <https://www.jepx.jp/nonfossil/market-data/> (アクセス日 2024.11.28)
- 水素・燃料電池戦略協議会, 水素・燃料電池戦略ロードマップ; <https://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/12109574/www.meti.go.jp/press/2018/03/20190312001/20190312001-1.pdf> (アクセス日 2024.11.28)
- 土肥英幸, 葛西昌弘, 杉村丈一; 再生可能エネルギー大量導入における蓄電池および水素混焼技術の定量的影響評価, *エネルギー・資源*, 39-4 (2018), pp.1-9.
- JEPX, 電力取引 市場情報; <https://www.jepx.jp/electricpower/market-data/spot/> (アクセス日 2024.11.28)