# グリーン水素の国内製造に関する研究 A Research on Domestic Green Hydrogen Production in Japan

張天鴻<sup>\*</sup>•前匡鴻<sup>\*</sup>•松橋隆治<sup>\*</sup> Tianhong Zhang Masahiro Mae Ryuji Matsuhashi (原稿受付日 2024 年 6 月 17 日, 受理日 2025 年 2 月 21 日)

# <u>Abstract</u>

This study proposes a solar/wind hybrid energy system assisted with battery storage to examine the feasibility and strategies of domestic green hydrogen production in Japan in the 2030s. An optimization model of the proposed system utilizing linear programming is developed to determine promising production locations as well as the optimal capacity and operation of each modeled technology. As input data for the model, meteorological data of ERA5, which has a geographical resolution of 0.25° and a temporal resolution of one hour, is processed into power generation data of solar PV and wind. Economic and technical assumptions are adopted from publicly accessible reports and literature. We find that with cost results around 25-30 Yen/Nm<sup>3</sup>, coastal regions in Tohoku might be promising. A comprehensive sensitivity analysis is conducted to examine the influence of WACC and each technology's economic assumptions on production cost. Furthermore, selecting AREH project located in western Australia as a reference, domestic production is compared with overseas production in the same method.

Key words : Green hydrogen production, Economic assessment, Optimization, Linear programming

## 1. はじめに

水素は運輸や産業部門など、CO2 の排出削減が困難な部 門(Hard-to-Abate Sector)の脱炭素化に貢献できるため、カー ボンニュートラルを実現する上で欠かせないエネルギーキ ャリアとして注目を集めている.日本では 2017年に世界初 の国家水素戦略である「水素基本戦略」<sup>1)</sup>が策定され、第6 次エネルギー基本計画<sup>2)</sup>においても 2030年度の電源構成の 1%程度を水素・アンモニアで賄うことなどが盛り込まれた. その後、国内外の情勢変化を踏まえ、2023年6月に水素基 本戦略が改定された.

現在日本で利用されている水素は化石燃料由来のグレー 水素がほとんどである.将来的には、再生可能エネルギー (以下で再エネ)由来の電力による水電解で作られるグリー ン水素の利用に焦点を当て,海外からの輸入だけではなく, 国内製造の体制を確立することが理想的だと考えられる. これには主に3つの理由がある.第一に、グリーン水素の 利用を促進することで、二酸化炭素排出量の少ないエネル ギー利用が可能となり、グレー水素利用より環境負荷を大 幅に軽減できる.第二に、日本の極めて低いエネルギー自 給率(2022年度においては約12.6%<sup>3)</sup>)を改善する手段とな る.第三に、グリーン水素の国内製造は国内経済に対して も多大な恩恵をもたらすことが期待される.しかしながら、 改定された水素基本戦略では、国内でのグリーン水素製造 が言及されているものの、具体的な計画や十分な注目が欠

Corresponding author; Tianhong Zhang, E-mail: tenkozhang@gmail.com \*東京大学大学院工学系研究科電気系工学専攻

〒113-8754 東京都文京区本郷 7-3-1

けていると言わざるを得ない.

水素基本戦略において水素の国内製造よりも海外輸入が フォーカスされている現状を反映して、輸入水素を対象に した研究例が目立つ4,5).一方で、国内グリーン水素製造を 検討した研究も多く行われてきた. 例えば、単一地点を対 象としたものとして Kikuchi et al.<sup>6</sup>, 西ら<sup>7</sup>, 日本全国を対 象としたものとして田原ら<sup>8)</sup>, Harada et al.<sup>9)</sup>などが挙げられ る. Kikuchi et al.は長野市,西らは横須賀市の太陽光発電の 実績データを使用したが、再エネ電源としては太陽光発電 のみが想定されている.しかし、太陽光単独よりも、太陽 光と風力を組み合わせた方が効率的な水素製造が可能であ ることはすでに広く指摘されている<sup>10),11)</sup>. 田原らは沖縄を 除く日本全国を対象とした電力・都市ガス需給モデルを構 築し、グリーン水素に限定しない水素製造やメタン合成の 経済性について分析を行ったが、諸パラメータの不確実性 による影響を評価する感度分析は実施されていない. Harada et al.は 2050 年の日本を対象に、電力・水素の貯蔵と 輸送を考慮し、電力系統と接続した再エネプラントからグ リーン水素を製造するモデルを構築し、システムの最適な 構成と運用を求めた.しかし,再エネを含む各種発電設備 の導入容量は外生的に設定されており、水素製造の経済性 に関する議論も十分ではない. 上記のすべての日本を対象 とした先行研究では、再エネポテンシャルの観点から国内 での最適なグリーン水素製造場所に関する検討がなされて いない.

第43回エネルギー・資源学会研究発表会の内容をもとに作成されたもの

そこで、本研究では、2030年代における日本国内でのグ リーン水素製造の戦略を明らかにするために、蓄電池付き の太陽光・風力ハイブリッド型エネルギーシステムを提案 し、グリーン水素の製造コスト最小化を目的とした線形計 画モデルを構築した. 全国の ERA5 大気再解析データを用 い、最適化計算により、低コストが見込まれる有望な製造 場所を特定し、システムの構成(サイジング)と運用(オペレ ーション)を求めた.また、包括的な感度分析を行い、加重 平均資本コスト(WACC)及び各設備の経済パラメータが製 造コストに与える影響を調査した.さらに、国内グリーン 水素製造の競争力を評価するために、西オーストラリアに 位置する AREH プロジェクトを取り上げ、同じ手法で計算 を行い、比較検討した.これらにより、国内グリーン水素 製造の経済性について詳細に検討した.

# 2. 手法

#### 2.1 提案システムと最適化モデル

本研究では、火力発電による二酸化炭素排出を抑制する ため、電力系統から独立した、図1に示したような蓄電池 付きの太陽光・風力ハイブリッド型エネルギーシステムを 提案した.このシステムにより製造される水素はグリーン 水素とみなすことができる.システムは太陽光発電(Solar PV Plants)、風力発電(Wind Plants)、蓄電池(Battery Storage)、 水電解装置(Electrolysis Plants)の4種類の設備とエネルギー マネジメントシステム(EMS)からなる.風力発電は陸上風 力発電、蓄電池はリチウムイオン電池、水電解装置は PEM 型のものをそれぞれ想定している.

太陽光と風力で発電した電力は, EMS を介して電圧が調 整された後水電解装置に送られる.余分の電力は EMS に よって蓄電池に充電され,必要な時に放電することで,水 電解装置の運転の安定化を支援する.本研究では,水素の 将来的な需要先を特定していない.水素供給の変動にある 程度適応可能な需要先も存在することを踏まえ,このシス テムは水素の変換,貯蔵を考慮していない.安定的な水素 供給が求められる需要先への対応や,水素タンクを用いた 貯蔵が全体の設備構成や運用に及ぼす影響については,今 後の検討課題とする.

以下では提案したシステムの最適化モデルについて説明 する.このモデルは,指定した量のグリーン水素を製造し た際の総コストを最小化する線形計画最適化モデルで,最 小コストとそれを実現する各設備の導入容量と運用を求め る.総製造量が指定されるため,最小総コストを求めるこ とは単位重量・体積当たりの最小コストを求めることと同 じである.モデルの目的関数は式(1)によって表される.総 コストは,各設備の年あたりの設備投資費(CAPEX<sub>anni</sub>),固 定運転維持費(FOM<sub>i</sub>),変動運転維持費(VOM<sub>i</sub>)の和である.



図1 提案したシステムの概略図

iは設備, tはタイムスロット, C<sub>i</sub>は設備iの導入容量, P<sub>i,t</sub>は 設備iのタイムスロットtにおける使用電力量(太陽光と風 力にとっては発電電力量, 蓄電池にとっては充放電電力量 や蓄電電力量, 水電解装置にとっては消費電力量)を表す. C<sub>i</sub>とP<sub>i,t</sub>は決定変数であり, これらを解くことで最小コスト を実現する各設備の導入容量とタイムスロットごとの運用 が分かる. CAPEX<sub>anni</sub>は, 設備iの総設備投資費(CAPEX<sub>i</sub>), 寿命(L<sub>i</sub>)と加重平均資本コスト(WACC)から式(2)のように 計算される.

$$\min \sum_{i} \left[ (CAPEX_{ann_{i}} + FOM_{i}) \times C_{i} + \sum_{t} VOM_{i} \times P_{i,t} \right] \quad (1)$$

$$CAPEX_{ann_i} = CAPEX_i \times \frac{WACC}{(1 - (1 + WACC)^{-L_i})}$$
(2)

最適化モデル内に、太陽光発電、風力発電、蓄電池、水 電解装置の4種類の設備に対応するモジュールをそれぞれ 実装している.太陽光と風力のモジュールでは、発電電力 量に関する制約として式(3)と(4)を採用した.この制約は、 太陽光発電および風力発電で得られた電力のうち、実際に 使用する電力量がゼロ以上で、かつ設備利用率に基づき算 出された最大発電電力量以下であることを意味する.した がって、出力抑制が可能であり、発電される全電力量を必 ずしも使用する必要はない. *E*solart と*E*windt はたおける太 陽光と風力それぞれの発電電力量、*CF*solart と*CF*windt はに おけるそれぞれの設備利用率、*C*solar と*CF*windt はたのの 導入容量を表す.設備利用率の計算方法は後述する.

$$0 \le E_{solar_t} \le CF_{solar_t} \times C_{solar} \tag{3}$$

$$0 \le E_{wind_t} \le CF_{wind_t} \times C_{wind} \tag{4}$$

蓄電池のモジュールでは,式(5)~(7)は充放電及び SoC の 導入容量に関する制約で, E<sub>int</sub>, E<sub>outt</sub>, E<sub>soct</sub>はそれぞれタ イムスロットtにおける蓄電池の充電・放電・蓄電電力量を 表し, C<sub>flow</sub>, C<sub>stock</sub>はそれぞれ蓄電池の充放電・蓄電容量を 表す. 充放電(flow)の容量と蓄電(stock)の容量はそれぞれ 独立している.式(8)は SoC 保存に関する制約で,過渡効果 を回避するために,最適化期間の開始時と終了時の SoC が 等しくなるようにしている.Tは最適化の期間である.式(9) は蓄電池の運用に関する制約で,η<sub>in</sub>とη<sub>out</sub>はそれぞれ蓄電 池の充電・放電効率を表し,η<sub>self</sub>は蓄電池の自己放電率を 表す.

$$0 \le E_{in_t} \le C_{flow} \tag{5}$$

$$0 \le E_{out_t} \le C_{flow} \tag{6}$$

 $0 \le E_{soc_t} \le C_{stock} \tag{7}$ 

$$E_{soc_0} = E_{soc_{T-1}} \tag{8}$$

 $E_{soc_{t+1}} = (1 - \eta_{self}) \times E_{soc_t} + \eta_{in} \times E_{in_t} - E_{out_t} \div \eta_{out}$ (9)

水電解装置のモジュールでは、式(10)が導入容量に関する制約で、 $E_{elt}$ はたおける水電解装置の消費電力量、 $C_{el}$ は水電解装置の導入容量を表す.式(11)は最低運転負荷に関する制約で、 $\delta$ は最低負荷率を表す.式(12)は水素製造量に関する制約で、 $H_t$ はたおける水素製造量、 $\epsilon$ は消費電力量と水素製造量との間の変換効率を表す.PEM型の水電解装置は変動運転に対応しているため、ランピングに関する制約は考慮されていない.

$$0 \le E_{el_t} \le C_{el} \tag{10}$$

$$\delta \times C_{el} \le E_{elt} \tag{11}$$

$$H_t = \varepsilon \times E_{elt} \tag{12}$$

モジュールの間には、式(13)のエネルギーバランスと式 (14)の水素製造量バランスという 2 つのバランスが存在す る. *H<sub>total</sub>*は水素の年間最低総製造量を表し、日本政府の 2030 年における水素供給目標の 1%となるよう、3 万トン に設定する.

$$E_{solar_t} + E_{wind_t} + E_{out_t} = E_{in_t} + E_{el_t}$$
(13)

$$\sum_{t} H_t \ge H_{total} \tag{14}$$

各設備の経済・技術パラメータは文献<sup>12,13,14)</sup>を参考に, **表1**にまとめる. すべての経済・技術パラメータは 2030 年 代における想定値である. 経済パラメータは文献において ユーロ単位で表記されているため,過去数年間の平均的な 為替レートを反映し,1ユーロ=130 円の為替レートで円に 換算した.水のコストは軽微であるため,考慮していない. また,水電解装置の寿命を 25 年と長めに設定しているが, これは2回のスタック交換が想定されているからである<sup>12)</sup>. ただし,本研究で想定する変動運転がスタック寿命に影響 を及ぼすリスクがある点に留意されたい. 2 回のスタック 交換の費用は水電解装置の固定運転維持費FOM<sub>ely</sub>に含ま れると仮定している.

## 2.2 気象データ、計算対象地域と期間

本研究では、ERA5 データセット<sup>15)</sup>を利用した. ERA5 は ヨーロッパ中期予報センター(ECMWF)による再解析デー タで,空間解像度が 0.25°(およそ 30km のメッシュ)であり, 時間解像度が 1 時間である. Python ライブラリの atlite<sup>16)</sup>を

#### 表1 各設備の経済・技術パラメータ

項目	値	単位	
CAPEX <sub>ely</sub>	84.5	百万円/MW	
CAPEX <sub>solar</sub>	49.4	百万円/MW	
CAPEX <sub>wind</sub>	135.2	百万円/MW	
CAPEX <sub>stock</sub>	18.46	百万円/MWh	
CAPEX <sub>flow</sub>	20.8	百万円/MW	
WACC	7	%	
FOM <sub>ely</sub>	3.38	百万円/MW/年	
FOM <sub>solar</sub>	1.235	百万円/MW/年	
FOM <sub>wind</sub>	1.638	百万円/MW/年	
FOM <sub>stock</sub>	0	百万円/MWh/年	
FOM <sub>flow</sub>	0.0702	百万円/MW/年	
VOM <sub>ely</sub>	0	百万円/MWh	
VOM <sub>solar</sub>	0	百万円/MWh	
VOM <sub>wind</sub>	0.0001755	百万円/MWh	
VOM <sub>stock</sub>	0.000234	百万円/MWh	
VOM <sub>flow</sub>	0	百万円/MWh	
L <sub>ely</sub>	25	年	
L <sub>solar</sub>	40	年	
L <sub>wind</sub>	30	年	
L <sub>stock</sub>	25	年	
L <sub>flow</sub>	25	年	
$\eta_{in}$	95.9	%	
$\eta_{out}$	95.9	%	
$\eta_{self}$	0.00004	%/時間	
H <sub>total</sub>	30000	t	
ε	50.6	MWh_電力/t_水素	
δ	5	%	

用いて、ERA5 の気象データを太陽光・風力発電の設備利 用率データCF<sub>solar</sub>とCF<sub>wind</sub>に変換する.

計算の対象地域は、北海道・本州・四国・九州の陸地部 分に限定し、沖縄本島やその他の離島部分は考慮していな い. ERA5 の空間解像度により、沿岸部のセルには概ね陸 地と海の両方が含まれる.本研究では洋上風力発電を想定 していないため、セル面積の 1%以上が陸地であることを 判定条件に設定し、フィルタリングした結果、791 個のセ ルが計算対象となった.



Longitude

図2 2030年代におけるグリーン水素の国内製造コスト

計算の対象期間は 2023 年の 8760 時間(1月1日0時~12月31日23時)とした.

## 3. 結果と考察

#### 3.1 基本ケースにおける結果と考察

2030 年代における国内グリーン水素製造コストの計算 結果を図2に示す.コストは緑色の濃さで表現されており, 色が薄いほどコストが低い.最高コストは43.7円/Nm<sup>3</sup>,最 低コストは23.7円/Nm<sup>3</sup>,平均コストは38.3円/Nm<sup>3</sup>であっ た.数は非常に限定されているが,沿岸地域(例えば,青森 県や北海道)においていくつかのセルで25-30円/Nm<sup>3</sup>の結 果が得られたことを考慮すると,これらの地域はグリーン 水素の国内生産に適した場所となる可能性がある.参考と して,日本政府の2030年の水素供給価格目標は30円/Nm<sup>3</sup> である.これはグリーン水素に限定したものではないが,

図2から分かるように、グリーン水素の製造コストはほと んどのセルにおいて政府目標を超えている.そのため、水 素製造だけでなく、貯蔵や流通も含めた総供給コストは政 府の価格目標を確実に超えると言える.したがって、グリ ーン水素の利用を促進するためには、より安価なコストで 製造可能なグレー/ブルー水素との価格差を埋める政策が 不可欠であることが示唆された.

次に、図3に示した、黒い枠で囲まれたセル(ピンはセル



図3 セル1の位置(画像および地図データ:Google) の中心と頂点を表す)について詳しく見る.このセル(以下 ではセル1と呼ぶ)の中心座標は(141.25°,41.25°)で,東北 地方の下北半島に位置し,六ケ所村の北にある.セル1に おけるコスト結果は25.23円/Nm<sup>3</sup>であり,最も低いコスト が得られたセルの一つである.各設備の最適な導入容量は 表2の通りである.最低導入容量に関する制約を設けてい ないため,セル1においては太陽光発電だけを用いた水素



図4 セル1における一週間分のシステム運転状況

衣 Z	セル	Iにおけ	る谷設偏	の軍週得ノ	へ谷重

設備	導入容量	単位
風力発電	294	MW
太陽光発電	196	MW
蓄電池 (充放電部分)	24	MW
蓄電池 (蓄電部分)	212	MWh
水電解装置	293	MW

製造よりも、風力発電と蓄電池を導入した方がコストを抑 えられることが明らかになった.1 年を通した水電解装置 の設備利用率は59%となった.

セル1の1週間に渡るシステム運用状況を図4に示す. 上から順に太陽光と風力の発電電力量, 蓄電池の充放電電 力量, 蓄電池の SoC, 水素製造量を表している. ここから 分かるように, セル1のエネルギー供給は風力が支配的で ある. また, h=25 付近で, 太陽光と風力による電力供給が 0 になった時刻(風が吹かない夜間)があったが, 蓄電池の放 電により, 水電解装置が 5%の最低負荷制約を満たし運転 し続けたことを観察できる.

比較対象として、中心座標が(130.75°, 32.75°)のセルの計 算結果を見てみる.このセル(以下ではセル 2 と呼ぶ)は九 州の熊本市に位置しており、コスト結果が 43.3 円/Nm<sup>3</sup>で、 最も高いコストが得られたセルの一つである.各設備の最

表3 セル2における各設備の最適導入容量

設備	導入容量	単位
風力発電	0	MW
太陽光発電	1413	MW
蓄電池(充放電部分)	188	MW
蓄電池 (蓄電部分)	892	MWh
水電解裝置	496	MW

適な導入容量は表3の通りである.セル1と違い,セル2 では風力発電が導入されなかった.そのため,膨大な容量 の太陽光発電(セル1の約7.2倍)と蓄電池(充放電部分はセ ル1の約7.8倍,蓄電部分は約4.2倍)が導入された.水電 解装置もセル1の約1.7倍の容量が導入されたため,1年 を通した設備利用率は35%となった.

図4と同様に、セル2の1週間に渡るシステム運用状況 を図5に示す.晴れた日だと風力よりも太陽光の方が発電 電力量が規則的であるため、セル2の方がシステムの運用 状況がパターン化している.

図6は各セルの製造コストと風力/太陽光導入容量比との 関係を表している.緑色の点は各セルの計算結果である. 全791個のセルの内,太陽光発電がすべて導入されたのに 対し,風力発電が導入されなかった(風力/太陽光容量比が 0)セルは339個あるが,これらのセルのコスト結果が高く,



図5 セル2における一週間分のシステム運転状況





低くても約37円/Nm<sup>3</sup>であった.35円/Nm<sup>3</sup>よりも低いコス トを達成できたセルの容量比はほぼすべて50%以上であり, 30円/Nm<sup>3</sup>よりも低いコストを達成できたセルの容量比は すべて60%以上であった.さらに、25円/Nm<sup>3</sup>以下の低コス トを達成できたセルの容量比はすべて150%以上であった. すなわち,提案した太陽光/風力ハイブリッド型システムで は、風況の良い場所で太陽光と風力を組み合わせるとコス トが低くなると言える.また,そのような場所では、風力 の比率が高いほどコストが低い傾向を観察できる.このこ とから、今後グリーン水素の国内製造地を選定する際に、 再エネの供給源として、太陽光発電に加えて、風力発電も 積極的に検討すべきだと言える. WACC 及び各設備の経済パラメータが製造コストに与え る影響を考察するために、セル1を対象に包括的な感度分 析を実施した.以下の12個のケースを検討した:

- ・参照ケース(Reference)
- ・WACC なしのケース(No\_wacc)

・高コスト/低コスト水電解装置のケース(Exp\_electrolysis, Cheap electrolysis)

・高コスト/低コスト太陽光発電のケース(Exp\_solar, Cheap solar)

 高コスト/低コスト風力発電のケース(Exp\_wind, Cheap wind)

 高コスト/低コスト蓄電池のケース(Exp\_battery, Cheap\_battery)

・すべての設備が高コストのケース(Exp\_all)

・すべての設備が低コストのケース(Cheap all)

「高コスト」とは、該当設備の CAPEX と FOM が参照ケー スより 50%高いことを意味し、「低コスト」とは、該当設備 の CAPEX と FOM が参照ケースより 20%低いことを意味 する. VOM は変化しないと仮定した. No\_wacc ケースにお いては、式(2)の代わりに式(15)を用いて*CAPEX<sub>anni</sub>*を計算 する.

$$CAPEX_{ann_i} = \frac{CAPEX_i}{L_i} \tag{15}$$



図7 各ケースの製造コストとその内訳





各ケースの製造コストとその内訳を図7に示す. 最高コ ストは37.41円/Nm<sup>3</sup>(Exp\_allケース),最低コストは20.34円 /Nm<sup>3</sup>(No\_waccケース)となった. Referenceケースでは,全 コストの内,風力発電は46%,太陽光発電は12%,蓄電池 は5%,水電解装置は37%を占めた.また,WACCが製造 コストに極めて大きな影響を与えていることを観察できた. Referenceケースで用いられた7%のWACCを排除する,つ まりシステムの資金調達コストをゼロに設定することで, 製造コストが約44%削減された.この設定の下で計算され た製造コストは、システム内の設備のコストと効率のみを 反映し,現実的に達成可能な最低コストとなっている.こ の結果から,水素製造の経済性を追求する上で,資金調達 コストをできるだけ低く抑えることは不可欠であると言え る.

各設備の内,風力発電,次いでに水電解装置のコストが 製造コストに最も大きな影響を与える.風力発電のコスト を 50%引き上げると,製造コストが Reference ケースに比 べて 20.7%増加した.太陽光発電のコストによる影響はそ れほど大きくなく,蓄電池のコストによる影響は最も小さ い.蓄電池のコストを 50%引き上げても,製造コストの変

表4 セル3における各設備の最適導入容量

設備	導入容量	単位
風力発電	283	MW
太陽光発電	496	MW
蓄電池(充放電部分)	44	MW
蓄電池 (蓄電部分)	192	MWh
水電解装置	297	MW

## 化は2.2%に過ぎなかった.

各ケースにおける各設備の最適導入容量を図8に示す. 蓄電池に関しては蓄電部分のみを示した.設備のうち,太陽光発電は経済パラメータの変動に最も敏感であることが分かった.ケース設定によっては太陽光発電の導入容量は Reference ケースから最大で約67%変化したが,他の設備の 導入容量の変化はすべて11%以内に収まった.

#### 3.3 海外製造との比較

国内グリーン水素製造の競争力を評価するために、本研 究と同様に太陽光と風力からグリーン水素・アンモニアを 製造するためのメガプロジェクトである AREH(Australian Renewable Energy Hub)<sup>17)</sup>を参照として選んだ. AREH はオ ーストラリア西部のピルバラ地域に位置しており、オペレ ーターは英石油大手の BP である. プロジェクトの開発が 完了すれば、フル稼働時に 26GW の水電解プラントにより 年間最大で 160 万トンのグリーン水素を製造できると試算 されている.

同じ手法と前提条件で AREH サイト付近の 4 つのセル (中心座標がそれぞれ(120.5°,-20.5°),(120.75°,-20.5°),(120.5°, -20.25°),(120.75°,-20.25°)である)に関して計算を行った結 果,製造コストは 29.2~30.3 円/Nm<sup>3</sup>の範囲に収まった.最 もコストが低いセルは中心座標が(120.5°,-20.25°)のセル(以 下ではセル3と呼ぶ)で,各設備の最適導入容量は**表 4**の通 りである.1年を通した設備利用率は 58%となった.前述 の下北半島に位置するセル1とは異なり,セル3では太陽 光発電と風力発電の両方が導入されたが,太陽光発電の方 が支配的である.

日本における平均製造コストは AREH の平均よりも約 23%高いが、極めて限られているものの、いくつかのセル のコスト結果は AREH の結果と近い範囲にある.しかし、 以下の点を考慮する必要がある.

(1) Langenmayr et al.<sup>18)</sup>によると, AREH のサイトはオースト ラリアにおけるグリーン水素の最低製造コストを実現する 場所ではない可能性がある. つまり, オーストラリアの他 の場所ではAREH よりも低いコストを達成できる可能性が ある.

(2) ERA5 の空間解像度により、日本の沿岸部に位置するセ

ルは一部の海域を含むため、セルの風速が陸地部の実際の 風速よりも高くなっていると推測される.よって、これら のセルの計算結果は楽観的過ぎる可能性がある.

(3) AREH は平坦な土地に位置している一方,日本の国土の 約75%が山地である.そのため,コスト結果が有望な場所 であっても,現実的にグリーン水素製造に適していない可 能性がある.

#### 4. まとめと今後の課題

本研究では、2030年代における国内グリーン水素製造戦 略を検討するために、蓄電池付きの太陽光・風力ハイブリ ッド型エネルギーシステムを提案した. ERA5 大気再解析 データと提案システムの線形計画最適化モデルを用いて, 2030年代の国内グリーン水素製造コストを推定した.その 結果, 東北地方や北海道の一部の沿岸地域では, 約 25~30 円/Nm<sup>3</sup>のコスト結果が得られ、製造地として有望だと考え られる.また、風力発電と蓄電池の導入は製造コストの低 減に貢献することが明らかになった. 各セルの製造コスト と風力/太陽光導入容量比との関係について考察したとこ ろ,風況の良い場所では,太陽光と風力を組み合わせるこ とでコストが低くなり、さらに風力の比率が高いほどコス トが低い傾向が見られたため、経済的なグリーン水素国内 製造を実現する上での風力発電の重要性を示唆した、包括 的な感度分析により, WACC が製造コストに極めて大きな 影響を与えていることが明らかになり、リスクを低減する 政策措置(De-risking policies)の導入により資金調達コスト を削減する必要性が示された. セル1においては,各設備 の内,風力発電のコストが製造コストに最も大きな影響を 与え, 蓄電池のコストによる影響は最も小さいことが判明 した. 設備の最適導入容量に関しては、太陽光発電が経済 パラメータの変化に最も敏感であると分かった.同じ手法 と前提条件でオーストラリア西部に位置する AREH プロジ ェクトを対象に計算を行い、日本におけるグリーン水素の 平均製造コストは AREH の平均よりも約9円/Nm<sup>3</sup>高いと いう結果が得られた.しかし、輸入に関わるコストも考慮 すると、もし国内で地産地消または地産地消に近い形でグ リーン水素を製造・利用できれば、適切な製造場所を選択 することで,国内製造水素は海外輸入水素と比較しても優 れた競争力を持つ可能性が十分にあると結論づけることが できる.

今後の課題として、より高い空間解像度を有する気象デ ータによる計算と、土地利用の可能性の評価が挙げられる. 現在のモデルは電力系統から独立しており、電力不足によ る水電解装置の運転停止を防ぐ役割は主に蓄電池によって 担われている. レジリエンス向上と設備容量削減によるコ スト低減の観点から、今後は系統電力を一部補完すること を許容したモデルについて評価する予定である.また,再 エネから直接電力供給を受けず,電力系統に連携した水電 解装置を需給調整市場に参入させることで水素製造コスト を削減できた研究例<sup>19)</sup>が中村らにより報告されており,需 給調整を本研究のモデルに統合する可能性についても検討 したい.

## 参考文献

- 1) 再エネ・水素等関係閣僚会議;水素基本戦略. https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\_shinene/suis o seisaku/pdf/20230606 2.pdf (アクセス日 2024.06.14)
- 2)資源エネルギー庁; エネルギー基本計画, (2021).
  https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\_plan/pdf
  /20211022 01.pdf (アクセス日 2024.06.14)
- 3)経済産業省;2022年度エネルギー需給実績(確報)参考資料, (2024).
  https://www.meti.go.jp/press/2024/04/20240412001/2024041
  2001-1.pdf (アクセス日2024.11.15)
- 4)水野有智,石本祐樹,酒井奨,坂田興;国際水素エネルギ ーキャリアチェーンの経済性分析,エネルギー・資源学 会論文誌,38-3(2017),pp.11-17.
- 5) 闞思超, 柴田善朗; APEC 地域における CO<sub>2</sub> フリー水素の 経済性評価, エネルギー・資源学会論文誌, 40-1(2019), pp. 1-7.
- 6)Yasunori Kikuchi, Takayuki Ichikawa, Masakazu Sugiyama, Michihisa Koyama; Battery-assisted low-cost hydrogen production from solar energy: Rational target setting for future technology systems, International Journal of Hydrogen Energy, 44-3(2019), pp. 1451-1465.
- 7)西美奈,山本博巳,竹井勝仁;太陽光発電を用いた Power to Gas における水電解設備の容量削減による低コスト化 の分析,エネルギー・資源学会論文誌,42-2(2021), pp. 86-92.
- 8)田原聡史,藤井康正,小宮山涼一;日本国内における最 適電源構成と組み合わせた水素製造・メタン合成技術の 経済性評価,エネルギー・資源学会論文誌,43-3(2022),pp. 75-83.
- 9)Kosuke Harada, Kuniaki Yabe, Hirofumi Takami, Akira Goto, Yasushi Sato, Yasuhiro Hayashi; Two-step approach for quasioptimization of energy storage and transportation at renewable energy site, Renewable Energy, 211(2023), pp. 846-858.

- 10)Mohamed Nasser, Tamer F. Megahed, Shinichi Ookawara, Hamdy Hassan; A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems, Environmental Science and Pollution Research, 29(2022), pp. 86994-87018.
- 11)V. Papadopoulos, J. Desmet, J. Knockaert, C. Develder; Improving the utilization factor of a PEM electrolyzer powered by a 15 MW PV park by combining wind power and battery storage – Feasibility study, International Journal of Hydrogen Energy, 43-34(2018), pp. 16468-16478.
- 12) Danish Energy Agency; Technology data for renewable fuels. https://ens.dk/en/our-services/technologycatalogues/technology-data-renewable-fuels (アクセス日 2024.06.14)
- Danish Energy Agency; Technology data for energy storage. https://ens.dk/en/our-services/technology-

catalogues/technology-data-energy-storage (アクセス日 2024.06.14)

- 14)Mathias Berger, David Radu, Ghislain Detienne, Thierry Deschuyteneer, Aurore Richel and Damien Ernst; Remote Renewable Hubs for Carbon-Neutral Synthetic Fuel Production, Frontiers in Energy Research, 9(2021).
- 15)ECMWF; ECMWF Reanalysis v5 (ERA5). https://www.ecmwf.int/en/forecasts/dataset/ecmwf-reanalysisv5 (アクセス日 2024.06.14)
- 16)Fabian Hofmann, Johannes Hampp, Fabian Neumann, Tom Brown and Jonas Hörsch; atlite: A Lightweight Python Package for Calculating Renewable Power Potentials and Time Series, Journal of Open Source Software, 6-62(2021).
- 17) BP Australia; Australian Renewable Energy Hub. https://www.bp.com/en\_au/australia/home/acceleratingaustralia/hydrogen/australian-renewable-energy-hub.html (ア クセス日 2024.06.14)
- 18) Uwe Langenmayr, Manuel Ruppert; Calculation of Synthetic Energy Carrier Production Costs with high Temporal and Geographical Resolution, (2023). https://hdl.handle.net/10419/278715 (アクセス日 2024.06.14)
- 19)中村勇太,青木睦,加戸良英,壹岐浩幸;需給調整市場 に参入する水電解装置を有するマイクログリッドの運用 に関する検討 — 実績の三次調整力取引価格の時系列デ ータに基づくコスト評価 —,エネルギー・資源学会論文 誌,43-4(2022), pp. 172-177.