

# 国内外の再生可能エネルギーを用いた 電解水素の経済性評価

Cost Analysis of Hydrogen Produced by Power to Gas in Abroad and in Japan

西 美奈\*

## 1. はじめに

水素は利用時にCO<sub>2</sub>を排出しないエネルギー媒体であるので、発電、輸送、産業等多くの分野において、CO<sub>2</sub>排出量削減に貢献する可能性を持つ。

2018年7月に策定された第5次エネルギー基本計画<sup>(1)</sup>では、水素を“再生可能エネルギーと並ぶ新たなエネルギーの選択肢とすべく、環境価値を含め、水素の調達・供給コストを従来エネルギーと遜色のない水準まで低減させていくことが不可欠”と位置づけた。2030年に向けては「水素基本戦略」<sup>(2)</sup>に基づく取組みの抜本強化、2050年を見据えて複数の選択肢の一つとしている。

続いて2019年3月に水素・燃料電池ロードマップ<sup>(3)</sup>が改定された。そこでは目指すターゲットを新たに設定し、目標達成に向けて必要な取組みを規定したアクションプランを示した。さらに、2019年9月に水素・燃料電池技術開発戦略<sup>(4)</sup>が策定され、重点的に取り組むべき技術開発3分野10項目が特定された。

水素の中でも、再生可能エネルギー（再エネ）を用い、水または水蒸気の電気分解（水電解）で製造した水素（再エネ水素）は、石炭ガス化ガスの精製や天然ガス改質により製造された水素（化石燃料由来水素）よりもCO<sub>2</sub>の排出が少ないとされる。一方で再エネ水素は、再エネ電力の価格や水電解コストが高いことによって、経済性に乏しいとされてきた。しかしながら、再エネ設備の大量導入により、太陽光発電、風力発電等の再エネ電力のコスト低下が進み、再エネ水素のコストも低下している。将来、再エネ水素が経済性を持てば、輸送用燃料ならびに産業用燃料および原料、家庭および業務用燃料として活用することが可能となる。

国内外で再エネ水素および化石燃料由来水素の経

済性について多く議論されている。

2017年に水野らは、豪州の褐炭由来水素コストについて、国際輸送形態が液化水素、有機ハイドライド、アンモニアの3通りのケースについて比較した<sup>(5)</sup>。そこでは、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）報告書<sup>(6)</sup>等を基として、均等化水素原価（Levelized cost of hydrogen, LCOH）の試算を行った。その結果、豪州から日本まで液化水素で国際輸送を行った際に2030年において水素の日本到着時のコストが約30円/Nm<sup>3</sup>、揚地貯蔵および国内配送を含めて約38円/Nm<sup>3</sup>になると試算している。

再エネ水素および化石燃料由来水素のコストについては、鬮と柴田によるAPEC地域のCO<sub>2</sub>貯留（CCS）付の化石燃料由来水素および再エネ水素のLCOH試算の報告<sup>(7)</sup>がある。それによれば、液化して国際輸送する国外再エネ水素は2030年に45～57円/Nm<sup>3</sup>程度になると試算している。また、2019年にKikuchiらは系統に連系されていない、大規模太陽光発電を用いた再エネ水素の製造コストについて、蓄電池価格を一変数に設定して試算を行った<sup>(8)</sup>。その結果、太陽光発電、水電解、蓄電池の各設備容量を最適化することで、蓄電池導入によりLCOHを低減できることを示している。

再エネ水素の将来的なコスト削減については、Hydrogen Councilの報告<sup>(9)</sup>がある。そこでは、設備利用率を50%と見積もった洋上風力発電コストが、約6.3円/kWhから2030年には約3.6円/kWhまで低下することにより、再エネ水素の製造コストは約13円/Nm<sup>3</sup>低減し、約26円/Nm<sup>3</sup>程度とした。また、豪州から日本へ液化水素輸送する場合の国際輸送コストを加算すると約32円/Nm<sup>3</sup>程

\*電力中央研究所 エネルギー技術研究所 特定主任研究員

度となること（いずれも 110 円 / 米国ドル換算）を報告している。

その他、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）は 2050 年頃に風力発電を用いた水素製造コストが約 10 円 / Nm<sup>3</sup>、太陽光発電を用いた水素製造コストは 20 円 / Nm<sup>3</sup> で CCS 付の化石燃料由来水素のコストと同程度となるという予測を 2019 年に発表している<sup>(10)</sup>。

このように、再エネ水素の経済性について多数報告があるが、日本国内および国外の再エネ水素コストを、内訳まで詳細に比較分析した例には乏しい。また低コスト化方策を検討するためには、コストを構成する工程ごとに、前提条件を統一して評価する必要がある。そこで本稿では、最新の再エネ電力の目標価格もしくは予測価格を基に、国内外の 2030 年の再エネ水素のコスト試算を先行研究<sup>(11)</sup>を基に紹介する。

## 2. 経済性試算の方法および前提条件

本稿では、国内外共に水素の製造は、再エネ電力を用いた水電解で行うことを前提とした。国外再エネ水素の場合は、豪州で製造した水素を液化してタンカーで日本まで国際輸送することを想定した。以下の節では、LCOH の試算方法および再エネ電力、水電解、液化、貯蔵、国際輸送ならびに気化に関するコストの前提条件を示す。

### 2.1 均等化水素原価（LCOH）の算出法

本稿では、水野らおよび関と柴田と同様の手法<sup>(1, 3)</sup>を用いて、Power to Gas のコスト試算に LCOH を用いた。LCOH は、LCOE の考え方<sup>(12)</sup>を水素コストに応用したものであり、異なる前提条件に対する水素 1 Nm<sup>3</sup> 当たりのコストを統一基準で比較することができる。本稿では、太陽光発電および水電解それぞれに対して、設備の耐用年数で均等化したコストと、割引を考慮した製造水素量の比を求め、積み上げたものを LCOH と称する。式 (1) に LCOH の計算式を示す。

$$LCOH = \sum_{n=1}^N \frac{\sum_{t=0}^{t_{\max}} (I_{n,t} + M_{n,t}) (1+r)^t}{\sum_{t=0}^{t_{\max}} (E_t (1+r)^t)} \quad \text{式 (1)}$$

$I_{n,t}$  : 設備  $n$  の  $t$  年における設備関連費

$M_{n,t}$  : 設備  $n$  の  $t$  年における運転維持費

$E_t$  :  $t$  年における年間水素製造量

$r$  : 割引率

$t$  : 年

$t_{\max}$  : 設備  $n$  の耐用年数

式 (1) の設備費  $I_{n,t}$  について、LCOH の構成要素の一つである太陽光発電の電力のコストに関しては、発電設備単価に設備容量を乗じて算出した。設備容量は、年間水素製造量に水電解設備の消費電力原単位（単位体積当たりの水素を製造するのに必要な電力消費量のこと）を乗じ、それを太陽光発電の設備利用率で除して求めた。水電解設備費の  $I_{n,t}$  についても同様で、水電解設備単価に水電解設備容量を乗じて求めた。水電解設備容量については、本論文では太陽光発電の設備容量に対する水電解設備容量の比を変数にして試算を行った。運転維持費  $M_{n,t}$  は、上記で求めた設備費に運転維持費率を乗じて算出した。年間水素製造量  $E_t$  は 25 億 Nm<sup>3</sup> / 年を想定した。一般に水素製造量の増加に対し設備費単価が減少するスケールメリットが生じるが、本稿では規模の経済性を考慮していないため、得られた LCOH は水素製造量に依存しない。

割引率  $r$  は一律に 3 % / 年とした。

### 2.2 再生可能エネルギー電力コスト試算の前提条件

再エネ電力のコスト試算には、政府および国際機関の均等化発電原価の国内の目標値および国外の予測値を用いた。また、均等化発電原価の他に、設備利用率、運転維持費率、耐用年数、設備単価を用いて、LCOH を構成する再エネ電力のコストを設備費と運転維持費の内訳を示した。

#### (1) 国内の再エネ電力のコスト試算の前提条件

国内の 2030 年の再エネ電力のコストについては、2016 年および 2018 年の資源エネルギー庁の資料<sup>(1,13)</sup>を用いて試算した。2016 年の資料については「資源エネルギー庁、電源種別（太陽光・風力）のコスト動向等について<sup>(13)</sup>（資源エネルギー庁（2016）」を、2018 年については「資源エネルギー庁 エネルギー基本計画<sup>(1)</sup>（資源エネルギー庁（2018）」を参照した。

表 1 に示す「資源エネルギー庁（2016）」の洋上風力、陸上風力ならびに太陽光に係わる項目については、以下の方法で均等化発電原価ならびに LCOH を試算した。それぞれの項目値に幅がある場合、試算には括弧内の値を用いた。洋上および陸上風力の運転維持費率については運転維持費を資本費で、また、太陽光については運転維持費を建設費で除した値を表 1 にまとめて示した。表中で耐用年数は、いずれの再エネについても 20 年または 25 年と記載されているが、国外では 20 年を超える操業や耐用年数を 25 年として引き渡しているという記述があっ

表1 2030年の国内再生可能エネルギー電力コスト試算の前提条件\*

		資源エネルギー庁(2016) <sup>13)</sup>			資源エネルギー庁(2018) <sup>1)</sup>	
		洋上風力	陸上風力	太陽光	風力	太陽光
均等化発電原価	円/kWh	18.3 <sup>*1</sup>	11.3 <sup>*1</sup>	11.8 <sup>*1</sup>	8.0-9.0(8.5)	7.0
設備利用率	%	30	20	14	20 <sup>*2</sup>	15 <sup>*3</sup>
運転維持費率	%	3.8-5.0 <sup>*4</sup> (4.4)	1.5-3.0 <sup>*4</sup> (2.3)	1.3-3.7 <sup>*5</sup> (1.5)	2.0 <sup>*7</sup>	4.3 <sup>*1</sup>
耐用年数 <sup>*6</sup>	年	20, 25(25)	20, 25(25)	20, 25(25)	25 <sup>*2</sup>	30 <sup>*3</sup>
設備単価	万円/kW	44.6-51.5 <sup>*9</sup> (48.1)	20.5-28.4 <sup>*9</sup> (25.2)	18.5-22.2 <sup>*10</sup> (20.4)	19.7 <sup>*1</sup>	10.0 <sup>*3</sup>

- \*1 他の前提条件を用いて算出した。
- \*2 JWPA資料<sup>(14)</sup>の陸上風力目標より。
- \*3 NEDO資料<sup>(15)</sup>より。
- \*4 運転維持費<sup>(13)</sup>を資本費<sup>(13)</sup>で除した値。
- \*5 運転維持費<sup>(13)</sup>を建設費<sup>(13)</sup>で除した値。
- \*6 風力は稼働年数<sup>(13, 14)</sup>、太陽光は運転年数<sup>(13, 15)</sup>。
- \*7 運転維持費<sup>(14)</sup>を資本費<sup>(14)</sup>で除した値。
- \*8 運転維持費<sup>(15)</sup>を建設費<sup>(15)</sup>で除した値。
- \*9 資本費<sup>(13)</sup>。
- \*10 建設費<sup>(13)</sup>。

表2 2030年の国外再生可能エネルギー電力コスト試算の前提条件\*

		2030年の再エネ予測諸元		
		洋上風力	陸上風力	太陽光
均等化発電原価	円/kWh	5.5-9.9(5.5)	3.3-5.5(3.3)	2.2-8.8(2.2)
設備利用率	%	36-58(58)	30-55(55)	20 <sup>*1</sup>
運転維持費率	%	6.0 <sup>*2</sup>	5.1 <sup>*2</sup>	2.0 <sup>*2</sup>
耐用年数	年	25 <sup>*3</sup>	25 <sup>*3</sup>	30
設備単価	万円/kW	18.7-35.2(24.1)	8.8-14.9(14.9)	3.7-9.2(5.5)

- \* 文献値に幅がある場合には( )内に示す値を試算に用いた
- \*1 文献<sup>(18)</sup>より。
- \*2 均等化発電原価、設備利用率、耐用年数、設備単価を用いて算出した。
- \*3 JWPA資料の洋上風力および陸上風力目標より。

た<sup>(13)</sup>。また、太陽光に関して、保証期間はメーカーによって異なるが、長いもので10~25年程度とある。そのため、本稿では耐用年数を25年として試算した。設備単価については、括弧内に示される中間値を試算に用いることとした。

次に、表1に示す「資源エネルギー庁(2018)」の風力に係わる項目については設備単価を、太陽光に係わる項目については運転維持費率をそれぞれ算出し、LCOHの試算に用いた。表中の均等化発電原価については、2018年発行の経済産業省・資源エネルギー庁によるエネルギー基本計画<sup>(1)</sup>から2030年における風力および太陽光の目標値を参照した。

ここで風力発電の均等化発電原価は8~9円/kWhであり、LCOHの試算には中間値の8.5円/kWhを用いた。風力発電に係わる各項目については、日本風力発電協会(JWPA)の陸上風力に関する報告<sup>(14)</sup>から、設備利用率、耐用年数(文献<sup>(14)</sup>では運転期間)を用いた。また、運転維持費率は、運転維持費を資本費で除して試算に用いた。設備単価は、均等化発電原価、設備利用率、運転維持費率、

耐用年数を用いて算出し、LCOHの試算に用いた。

表中の「資源エネルギー庁(2018)」の太陽光に係わる項目について、設備利用率、耐用年数(文献<sup>(15)</sup>では運転年数)ならびに設備単価(文献<sup>(15)</sup>ではシステム価格)はNEDOの太陽光発電に関する報告<sup>(15)</sup>から参照した。また、運転維持費率については、上記の均等化発電原価、設備利用率、耐用年数、設備単価を用いて算出した。

(2) 国外の再エネ電力のコスト試算の前提条件

国外の2030年の再エネ電力のコストについては、国際再生可能エネルギー機関(IRENA)の報告<sup>(16, 17)</sup>を基に、試算した。表2に示す洋上および陸上風力の項目はIRENAの報告Future of Wind<sup>(16)</sup>、太陽光の項目はIRENAの報告Future of Solar Photovoltaic<sup>(17)</sup>に示された2030年のロードマップ(Remap case)の予測値を使用した。洋上および陸上風力の設備利用率は文献中のCapacity factorを用いた。太陽光の設備利用率については、文献<sup>(18)</sup>を参照して用いた。

2030年の運転維持費率は、表中に示す均等化発

電原価，設備利用率，耐用年数，設備単価を用いて算出した。また，洋上および陸上風力の耐用年数については，参考値が無いいため，表1に示すJWPAの洋上および陸上風力の2030年の目標値を用いた。

表2に示すように，均等化発電原価，設備利用率ならびに設備単価については，項目値に幅がある。そこで，均等化発電原価および設備利用率については，最も技術進展した場合を見込んだ括弧内の値を使用した。設備単価については，上記を用いて算出し（括弧内の値），表中の範囲内に収まる事を確認した。表中の均等化発電原価および設備単価については110円/米ドルで換算した。

### 2.3 水電解コスト試算の前提条件

水電解のコスト試算には，表3に示す値を用いた。表中の値については「水素・燃料電池戦略協議会」の水素・燃料電池戦略ロードマップ<sup>(3)</sup>から，固体高分子形（PEM形）およびアルカリ形の水電解設備に係わる2030年の目標値を使用した。また，表中に示す電力消費原単位および設備単価については，ロードマップのシステムのエネルギー消費量および設備コストを用いた。運転維持費率については，ロードマップのシステムのメンテナンスコストをシステムの設備コストで除した値を用いた。耐用年数については，アルカリ形の水電解設備の場合，10年間で消費エネルギーが10%程度増加するが，安定して稼働するシステムとの記述があるので，10年とした。また，PEM形については参考値が無いことから，アルカリ形と同じ耐用年数とした。文献<sup>(3)</sup>

において，製造した水素の純度に関する記載は無い。一般にアルカリ形はPEM形に比べ，製造した水素中の水分等の不純物割合が多いとされているが，本報告では製造水素の高純度化に要するコストを検討対象外とする。

### 2.4 液化，貯蔵，国際輸送，気化に関するコスト試算の前提条件

液化，貯蔵，国際輸送，気化に関するコストは，表4に示す前提条件を用いて試算した。表中の値については，関と柴田の文献<sup>(7)</sup>およびNEDO報告書<sup>(6,20)</sup>から必要な値を参照した。

国際輸送については，液化水素輸送タンカーを用いることを想定してコスト試算を行った。

液化および貯蔵に要する電力については，液化を行う場所，積荷基地および揚荷基地の各系統電力を使用すると想定した。液化および貯蔵に係る消費電力コスト算出のために，豪州および日本国内における系統電力価格は，それぞれ10.4円/kWh，12.5円/kWh<sup>(20)</sup>として試算を行った。

## 3. 2030年の国内および国外の再エネ水素コストの評価

### 3.1 国内の再エネの種類によるLCOHの違い

2016年および2018年に発行の資源エネルギー庁の資料より，表1に示す2030年の国内再エネ電力の目標価格を用いて，国内の再エネ水素のLCOHを試算した結果を，図1に示す。水電解設備については，第2.3節で述べた前提条件の内，表3のアル

表3 水素・燃料電池戦略ロードマップ<sup>(3)</sup>を基としたPEM形およびアルカリ形の水電解コスト試算の前提条件

		PEM形	アルカリ形
電力消費原単位	kWh/Nm <sup>3</sup>	4.5	4.3
運転維持費率	%	2.0	2.0
耐用年数	年	10	10
設備単価	万円/kW	6.5	5.2

表4 水素の液化，積荷基地貯蔵，国際輸送，揚荷基地貯蔵および気化コスト試算の前提条件

		液化	積荷基地貯蔵	国際輸送	揚荷基地貯蔵と気化
電力消費原単位	kWh/Nm <sup>3</sup>	0.55	0.055	0	0
運転維持費率	%	3.6	1.9	1.9	1.9
耐用年数	年	15	15	15	15
設備単価	万円/(Nm <sup>3</sup> /年)	17.0	8.4	4.9	4.0

カリ形水電解設備の値を用いた。水野らは、感度分析結果からトータルコストの±20%の範囲の増減幅を示している<sup>(5)</sup>。本試算では、感度分析を行っておらず、増減幅に不確定要素が残るために図示はしない。以降の図も同様である。

図1の横軸には、水素製造に用いる再エネ電力の種類に加えて、価格および設備利用率を併記した。2016年の試算結果より、洋上風力については、再エネ発電の設備費および運転維持費率が共に最も高いので、LCOHが最も高い。ただし、洋上風力は設備利用率が高く、水電解設備容量が低く抑えられることから、水電解コストは陸上風力や太陽光に比べて最も低く抑えられることが分かった。

2018年の試算結果について、風力と太陽光を比較すると、再エネ電力のコストは風力の方が太陽光よりも高くなる。しかし、再エネ発電の設備利用率の違いによって、必要となる水電解の設備容量が異なるので、再エネ電力のコストに水電解コストが積み上げられたLCOHは、風力と太陽光でいずれも53円/Nm<sup>3</sup>程度とほぼ等しくなることが分かった。

太陽光発電について2016年と2018年の試算結果を比べると、太陽光発電の目標価格が11.8円/kWhから7.0円/kWhに引き下げられた影響で、LCOHは75.0円/Nm<sup>3</sup>から52.9円/Nm<sup>3</sup>まで低下することが分かる。このように再エネ電力の価格がLCOHに及ぼす影響は大きい。しかし、再エネ発電の設備利用率についても、水電解設備容量を決定し、水電解コストの増減に寄与するためLCOHに与える影響が大きいことが示された。

### 3.2 国内の再エネの種類および水電解設備の種類によるLCOHの違い

図2に、国内の再エネの種類および水電解設備の

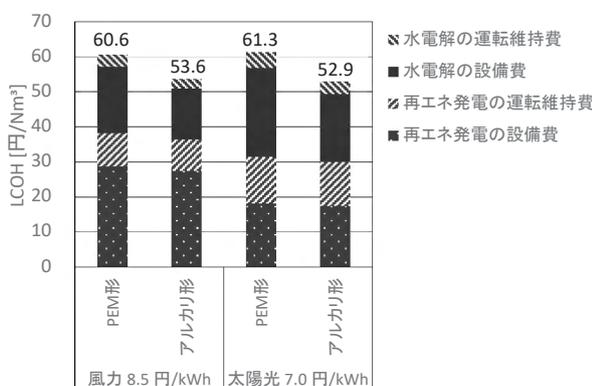


図1 再エネの種類による2030年におけるLCOHの違い\*

\*2018年の資源エネルギー庁の資料<sup>(1)</sup>の2030年の再エネ電力の目標価格および文献<sup>(3)</sup>のPEM形およびアルカリ形水電解設備の2030年目標値を用いた。

種類によるLCOHの違いを示す。本節では、再エネ電力の価格目標は、発行時期がより現在に近い、表1に示す資源エネルギー庁(2018)を用いた。水電解設備については、表3に示すPEM形およびアルカリ形の前提条件を用いて試算した。図2より、PEM形とアルカリ形のLCOHを比較すると、水素製造量が一定の条件下では、消費電力原単位が低いアルカリ形の方が、再エネ設備容量を低く抑えることが出来るため、再エネ電力コストが低い。また、アルカリ形は設備単価が安いので、水電解コストがPEM形に比べて低い。水電解コストの影響は、再エネ発電の設備利用率が低い太陽光においてより顕著で、再エネコストと水電解コストの合計であるLCOHの差が、PEM形およびアルカリ形で8.4円/Nm<sup>3</sup>となった。

図2から、アルカリ形がPEM形に比較し、LCOHでは優位となった。しかしながら前述の通り、製造した水素の純度は、一般にアルカリ形の方がPEM形に比較して低い。また、出力変動の大きい再エネ電力への追従性については、アルカリ形水電解装置は電解質中のクロスリークや休止時の逆電流挙動が報告<sup>(21)</sup>されており、実用上の課題を解決する必要がある。

### 3.3 国内および国外のLCOHの違い

図3に、2030年の国内および国外のLCOHの比較を示す。本節では、国内の2030年の再エネ電力の価格は、表1に示す資源エネルギー庁(2018)を基にした風力および太陽光の前提条件を用いた。国外の2030年の再エネ電力の価格は、表2に示すIRENAの報告を基にした洋上風力、陸上風力、太

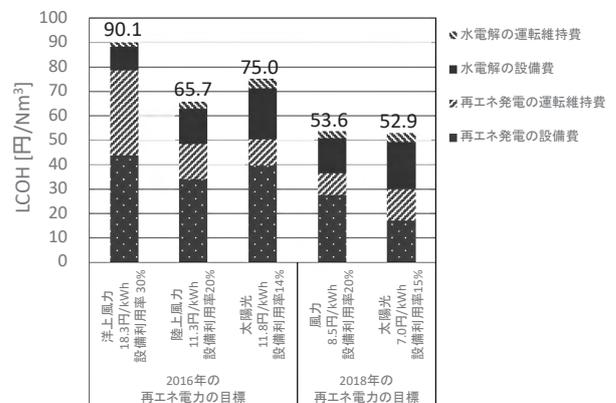


図2 再エネの種類および水電解設備の種類による2030年におけるLCOHの違い\*

\*2016年および2018年の資源エネルギー庁の資料<sup>(1, 13)</sup>の2030年の再エネ電力の目標価格および文献<sup>(3)</sup>のアルカリ形水電解設備の2030年目標値を用いた。

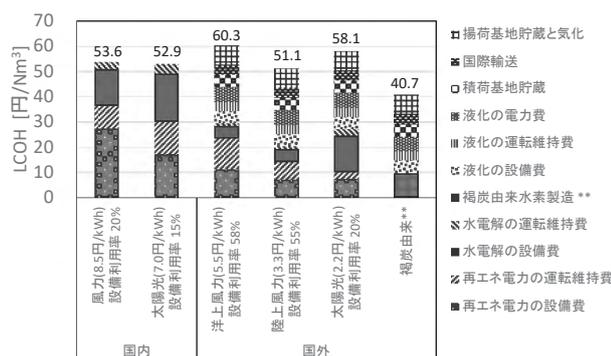


図3 2030年における国内および国外の再エネ水素のLCOHの比較\*

\* 国外で製造した再エネ水素については、液化、積荷基地貯蔵、国際輸送、揚荷基地貯蔵、気化の各コストを加算した。また、水電解設備はアルカリ形の使用を想定し、文献<sup>(3)</sup>の2030年目標値を試算に用いた。

\*\* 水野らの水素製造コスト<sup>(5)</sup>を参照してLCOHを試算した。

陽光の前提条件を用いた。水電解設備については、可能な限り前提条件を揃えた比較を行うために、国内および国外共に、表3に示す水素・燃料電池戦略ロードマップ<sup>(3)</sup>を基としたアルカリ形水電解設備の前提条件を用いた。

国外再エネ水素は豪州で製造し、製造後に液化してタンカーで国際輸送した後、日本で揚荷後に気化させて使用すると想定した。そのため、国外再エネ水素については、高純度で且つ圧力が可変である。一方、国内再エネ水素については、液化等に係るコストは発生せず、水電解設備で製造されたほぼ常圧の気体である。液化、国際輸送および積地と揚地における貯蔵および揚荷後の気化コストは表4に示す前提条件を用いて試算した。これら国内および国外の再エネ水素についてLCOHを試算した。

図3には比較のために褐炭由来水素のLCOHを併記した。この褐炭由来水素の製造コスト部分は水野らの試算結果<sup>(5)</sup>の約10円/Nm<sup>3</sup>に、本稿で算出した液化、貯蔵、国際輸送、気化コストを積み上げた。水素製造コストが再エネ水素に対して約2分の1から約5分の1となる褐炭由来水素は、国内到着時点(図3の積み上げ棒グラフの揚荷基地貯蔵と気化コストを除いたLCOH)で約33円/Nm<sup>3</sup>となり、水野らの報告内容<sup>(5)</sup>とほぼ同程度である。またIEAの報告では2030年時点で再エネ水素の製造コストが約27.5円/Nm<sup>3</sup><sup>(19)</sup>であり、本稿の国外再エネ水素製造コスト(20~30円/Nm<sup>3</sup>)と同程度であるため、本稿の試算結果が妥当であることが確認できた。

図3において国内外の再エネの種類で水電解コス

トが大きく異なる理由は、再エネの種類ごとに再エネ設備利用率が違うため水電解設備容量に差があることに起因する。図3の褐炭由来水素を除く再エネ水素の中で、最もLCOHが低いのが国外陸上風力水素である。国外陸上風力は、国内太陽光水素と比較して再エネ電力価格が半額以下だが、液化、貯蔵、国際輸送、気化のコストを積み上げると双方のLCOHの差は1~2円/Nm<sup>3</sup>程度であり2030年時点では国内再エネ水素が国外再エネ水素に対してコスト競争力を有する可能性が示唆された。

#### 4. おわりに

本稿では、日本政府、IRENAの発表した再エネの電力価格および水電解設備の将来推計値を前提とした、国内外における再エネ水素の経済性評価を行った。豪州を製造地と想定した国外再エネ水素は、液化および国際輸送コスト等を積み上げた結果、2030年は国内、国外のいずれもLCOHが50~60円/Nm<sup>3</sup>の範囲にある。

#### 謝辞

一般財団法人エネルギー経済研究所の關思超様、柴田善朗様他には、本論文執筆に際し大変貴重な意見交換をして頂きましたので、ここに謝意を表します。

#### 参考文献

- 1) 資源エネルギー庁, エネルギー基本計画 平成30年7月, 2018.
- 2) 経済産業省, 水素基本戦略 平成29年12月26日 再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議, 2017.
- 3) 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~水素社会実現に向けた産学官のアクションプラン~ 平成31年3月12日, 2019.
- 4) 水素・燃料電池戦略協議会, 水素・燃料電池技術開発戦略 令和元年9月18日, 2019.
- 5) 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, Journal of Japan Society of Energy and Resources, 2017, Vol. 38, No. 3, 11-17.
- 6) 川崎重工業(株)(NEDO 技術開発機構委託), 平成22~23年度成果報告書 国際連携クリーンコール技術開発プロジェクト クリーンコール技術に関する基盤的国際共同研究 低品位炭起

- 源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム（水素チェーンモデル）の実現可能性に関する調査研究平成24年2月, 2012.
- 7) 關思超, 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, Journal of Japan Society of Energy and Resources, 2019, Vol.40, No.1, 1-7.
  - 8) 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, 2019, Vol. 44, 1451-1465.
  - 9) Hydrogen Council, Path to hydrogen competitiveness -A cost perspective-, 2020.
  - 10) 国際再生可能エネルギー機関, Hydrogen : A renewable energy perspective, 2019.
  - 11) 西美奈, 山本博巳, 竹井勝仁; 再生可能エネルギーを用いた電解水素の経済性-国内外コスト比較と電解設備容量抑制の効果-, 電力中央研究所報告 M19003, 2020.
  - 12) 国際エネルギー機関, 原子力機関, 経済協力開発機構, Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 2015.
  - 13) 資源エネルギー庁, 電源種別（太陽光・風力）のコスト動向等について 平成28年11月, 2016.
  - 14) 日本風力発電協会, JWPA Wind Vision Report ~真に信頼される電源を目指して~, 2016.
  - 15) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 太陽光発電開発戦略 (NEDO PV Challenges), 2014.
  - 16) 国際再生可能エネルギー機関, FUTURE OF WIND -Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects, 2019.
  - 17) 国際再生可能エネルギー機関, FUTURE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC -Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects, 2019.
  - 18) Rohan Best, Paul J. Burke, Shuhei Nishitateno; Evaluating the effectiveness of Australia's Small-scale Renewable Energy Scheme for rooftop solar, CCEP Working Paper 1903(2019).
  - 19) 国際エネルギー機関, The Future of Hydrogen -Report prepared by the IEA for the G20, Japan-, 2019.
  - 20) 一般財団法人 エネルギー総合工学研究所 (NEDO 技術開発機構委託), 平成26年度～平成27年度成果報告書水素利用等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析 平成28年2月, 2016.
  - 21) 光島重徳, 2019年度 NEDO 次世代電池・水素成果報告会 発表 No. H1-6 水素利用等先導研究開発事業/水電解水素製造技術高度化のための基盤技術研究開発/アルカリ水電解及び固体高分子形水電解の高度化, 2019.

### 著者略歴



西美奈 (ニシミナ)

1979年鹿児島県奄美大島生まれ。2009年フリードリヒ・アレクサンダー大学エアランゲン-ニュルンベルクの流体力学研究室 (LSTM) にて工学博士号取得。2009年より東京大学の特任研究員, 2011年より産業技術総合研究所の研究員, 2014年より慶應義塾大学の専任講師として機械工学, 化学工学の分野で研究および教育活動に携わる。2017年より現職。