

NEDO 燃料電池・水素技術開発ロードマップ

—水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理（解説書）—

別添 海外動向について

2023年2月

目次

1. 各国の技術開発目標	1
1.1 アルカリ水電解	1
1.2 プロトン交換膜水電解	4
1.3 アニオン交換膜水電解	6
1.4 固体酸化物電解	8
1.5 国内の技術開発目標についての補足（水素供給コスト目標との関連について）	11

1. 各国の技術開発目標

解説書に記載の通り、本年度の「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理」において技術開発目標の新規設定は行わない。ここでは参考として、諸外国の近年の目標の紹介を行う。特にここでは、過去日本が「水素・燃料電池戦略ロードマップ」で水電解の技術開発目標として参照してきた欧州目標が 2022 年 2 月に更新されたことから、その紹介を行う。合わせて、意欲的目標設定の例として米国 DOE での近年の設定例を紹介する。

1.1 アルカリ水電解¹

図 1 に日本の AWE の目標（欧州目標（2018）²相当）を示す。後述する欧州目標（2022）³で目標数値に修正のあった部分を合わせて示している。なお、欧州では、メンテナンスコストについては 4500 円/(Nm³/h)/年から 9800 円/(Nm³/h)/年へと下方修正している。

欧州は電流密度:0.8⇒1.0[A/cm²]
貴金属量:0.7⇒0[mg/W]へ上方修正

○アルカリ形水電解装置

項目		単位	2020	2030
システム	エネルギー消費量	kWh/Nm ³	4.5	4.3
	設備コスト ^{※2}	万円/Nm ³ /h (万円/kW)	34.8 (7.8)	22.3 (5.2)
	メンテナンスコスト ^{※3}	円/(Nm ³ /h)/年	7,200	4,500
スタック	劣化率 ^{※4}	%/1000 時間	0.12	0.10
	電流密度	A/cm ²	0.7	0.8
	触媒でのコバルト使用量	mg/W	3.4	0.7

図 1 日本の AWE の目標（欧州目標（2018）相当）

※欧州目標（2022）での上方修正があった項目を赤丸、下方修正があった項目を青丸で表示
（欧州目標（2022）の数値詳細は表 4 参照）

出典：「水素・燃料電池戦略ロードマップ」に一部加筆

米国では従来 AWE については積極的な技術開発や目標設定を実施してこなかった。だが、バイデン政権以降の水素への注力の中で、インフレ整備法での技術開発支援対象に AWE を含める⁴など、近年 AWE へも着目し、技術開発を推進する方針である。目標に関しては、DOE では 2021 年に“Hydrogen shot”において「2026 年水素製造コスト\$2/kg、2031 年\$1/kg」という意欲的目標を掲げており、その実現に向けて 2022 年 9 月に発表された“National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”⁵において、「低温水電解」の目標を表 1 の通り定めている。参考に 2022 年時点

¹ 解説書同様に以下「AWE」と略記。

² Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking “Addendum to the Multi-Annual Work Plan 2014-2020 of the Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (FCH 2 JU)”

³ Clean Hydrogen Partnership “Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027”

⁴ Sunita Satyapal & Ned Stetson, “U.S. DOE Hydrogen Production Program & LAWE Meeting”

⁵ DOE “DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”

での AWE の「現状」数値として発表されているもの⁶を記載するが、これと 2031 年目標を比べるとエネルギー消費量を 2 割削減、寿命を 3 割以上増大、システムコスト 1/5 と、意欲的な目標数値が設定されている。DOE はインフラ投資法で発表されている 2022 年以降 5 年で 10 億ドルの水電解技術開発への投資や水素ハブ建設を通じて目標を実現するとしている。

なお、参考として、DOE のロードマップでは全ては採用されていないが、AWE の目標数値として 2022 年 2 月の“Advanced Liquid Alkaline Water Electrolysis Experts Meeting”内で発表されたドラフトを図 2 に掲載する。最終的にロードマップで採用されている値は、ドラフトと比べるとエネルギー消費量の目標値をさらに低減させており、一方で寿命目標は 10 万時間から 8 万時間へと変更している。

表 1 DOE による低温水電解のシステム目標と AWE の現状

低温水電解目標	2022-2023 ※()の数値はAWEの 2022年実績	2024-2028	2029-2036
エネルギー消費量 [kWh/Nm ³]	— (4.9)	4.6	4.1
寿命[時間]	— (60000)	80000	80000
システムコスト [\$/kW]	— (500)	250	100
水素製造コスト [\$/kg]	— (5)	2 (2026まで)	1

出典 ; DOE “DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”、DOE “Advanced Liquid Alkaline Water Electrolysis Experts Meeting”

⁶ DOE “Advanced Liquid Alkaline Water Electrolysis Experts Meeting”

Stack				
Characteristic	Units	2022 Status	2026 Targets	Ultimate Targets
Performance		0.5 A/cm ² @ 1.9 V/cell	1.0 A/cm ² @ 1.8 V/cell	2.0 A/cm ² at 1.7 V/cell
Energy Efficiency	kWh/kg H ₂ (% LHV)	50 (66)	48 (70)	45 (74)
Lifetime	Operation hr	60,000	80,000	100,000
Average Degradation Rate	mV/khr (%/1000 hr)	3.2 (0.167)	2.25 (0.125)	1.6 (0.1)
Capital Cost	\$/kW	250	100	50
Operating Pressure	bara	1	30	30

System				
Characteristic	Units	2022 Status	2026 Targets	Ultimate Targets
Energy Efficiency	kWh/kg H ₂ (% LHV)	55 (61)	52 (64)	48 (70)
Lifetime	Operation hr	60,000	80,000	100,000
Uninstalled Capital Cost	\$/kW	500	250	100
H2 Production Cost	\$/kg H ₂	5.00	2.00	1.00
Turndown Ratio	%	85	90	95

図 2 DOE による AWE のシステム・スタック目標ドラフト (2022 年 2 月)

出典 : DOE “Advanced Liquid Alkaline Water Electrolysis Experts Meeting”

1.2 プロトン交換膜水電解⁷

図 3 に日本の PEMWE の目標（欧州目標（2018）相当）を示す。後述する欧州目標（2022）で目標数値に修正のあった部分を合わせて示しており、欧州では 2022 年に、2030 年目標として、電流密度を 3.0 A/cm²、触媒貴金属量（アノードでの Ir や Ru、カソードでの Pt）を 0.25 mg/W と上方修正している。目標の前提は、低温電解についてまとめて後述する。

○固体高分子(PEM)形水電解装置 **欧州は電流密度:2.5⇒3.0[A/cm²]
貴金属量:0.4⇒0.25[mg/W]へ上方修正**

項目		単位	2020 年	2030 年
システム	エネルギー消費量	kWh/Nm ³	4.9	4.5
	設備コスト	万円/Nm ³ /h (万円/kW)	57.5 (11.7)	29.0 (6.5)
	メンテナンスコスト	円/(Nm ³ /h)/年	11,400	5,900
スタック	劣化率	%/1000 時間	0.19	0.12
	電流密度	A/cm ²	2.2	2.5
	触媒貴金属量(PGM ^{*1})	mg/W	2.7	0.4
	触媒貴金属量(白金)	mg/W	0.7	0.1
その他	ホットスタート ^{*2}	秒	2	1
	コールドスタート ^{*3}	秒	30	10
	設置面積	m ² /MW	100	45

図 3 日本の PEMWE の目標（欧州目標（2018）相当）

※欧州目標（2022）での上方修正があった項目を赤丸で表示

（欧州目標（2022）の数値詳細は表 4 参照）

出典：「水素・燃料電池戦略ロードマップ」に一部加筆

米国では前述の Hydrogen Shot の目標を実現すべく、PEMWE についても意欲的な目標が検討されている。2022 年 9 月に発表された“National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”においては低温水電解の目標は一律で表 1 の通りに課されているが、その前段階として 2022 年 6 月の“Hydrogen Shot Strategy Discussion”では目標を実現するための「検討中」の目標として表 2 の目標が PEMWE を想定して発表されている。エネルギー消費量の値はロードマップと同様だが、寿命は 10 万時間とアルカリ同様により長い目標だったものが、ロードマップでは 8 万時間になっている。また、設備コストについては現在から 2031 年時点で 1/10 程にするという極めて意欲的な目標が課されている。その他、電力供給についても系統接続から再エネ接続により安価な電力を調達するシナリオが想定されている。

また、DOE は Hydrogen Shot 目標実現に向けた“H2NEW”プロジェクトの中で PEMWE の 2023 年、2025 年のスタック目標について表 3 の通り設定している。そこでは、スタックコストダウンに向けて電流密度向上、貴金属使用量低減、生産規模向上が指針とされている。

⁷ 解説書同様に以下「PEMWE」と略記。

表 2 DOE の PEMWE システム目標

PEMWE システム目標	現状(2020)	2026	2031
エネルギー消費量 [kWh/Nm ³]	5	4.6	4.1
スタック寿命 [時間]	60000	80000	100000
劣化率 [mV/1000時間]	3.2	2 (2026まで)	1
設備コスト [\$ /kW]	1500	250	150
年間生産規模 (設備コストの前提)	~100MW	~1GW	~1GW
プラントサイズ	分散型 (1500kg/day)	集中型 (50000kg/day)	集中型 (50000kg/day)
電力供給形態	系統接続 (\$51/MWh、稼働率 80%)	PPA (例:\$25/MWh、稼働率 50%)※風力仮定	再エネ直接接続 (例:\$12/MWh、稼働率 50%)※風力仮定

出典：DOE “DOE Hydrogen Shot Strategy Discussion”

表 3 DOE の PEMWE スタック目標

PEMWE スタック目標	現状(2021)	2023	2025
電流密度@1.9V [A/cm ²]	2.0	2.5	3.0
効率[%]	66	68	70
寿命 [時間]	60000	70000	80000
劣化率 [mV/1000時間]	3.2	2 (2026まで)	1
設備コスト [\$ /kW]	350	200	100
貴金属使用量 [mg/cm ²]	3	1	0.5

出典：DOE “H2NEW: Hydrogen (H₂) from Next generation Electrolyzers of Water Overview”

1.3 アニオン交換膜水電解⁸

欧州目標（2022）では、新たに AEMWE と固体酸化物電解⁹について、目標数値が設定された。ここでは日本目標と比較が容易なように単位換算の上、最新の欧州目標について低温電解の AWE、PEMWE と合わせて横並びにした表を掲載する。換算レートは、水素・燃料電池戦略ロードマップ(2019)と同様の 1€=130 円とした。

2030 年目標として、エネルギー消費量は AWE 相当、メンテコストは PEMWE 相当の目標が設定され、設備コストについては他の電解よりも安い目標が設定されている点が注目される。

表 4 低温電解の欧州目標（2022）の横並び比較

	諸元	単位	AWE			PEMWE			AEMWE		
			SoA (2020)	2024	2030	SoA (2020)	2024	2030	SoA (2020)	2024	2030
システム	エネルギー消費量	kWh/Nm ³	4.5	4.4	4.3	4.9	4.6	4.3	4.9	4.7	4.3
	設備コスト	万円/Nm ³ /h (万円/kW)	34.8 (7.8)	27.3 (6.2)	22.3 (5.2)	57.5 (11.7)	42.3 (9.1)	27.9 (6.5)	63.8 (13)	33.8 (7.2)	16.7 (3.9)
	メンテコスト	円/(Nm ³ /h)/年	13900	12000	9800	11400	8400	5900	9500	7500	5900
スタック	劣化率	%/1000時間	0.12	0.11	0.1	0.19	0.15	0.12	>1.0	0.9	0.5
	電流密度	A/cm ²	0.6	0.7	1.0	2.2	2.4	3.0	0.5	0.6	1.5
	触媒での貴金属使用量 (ルテニウム)	mg/W	0.6	0.3	0.0	—	—	—	—	—	—
	触媒貴金属使用量	mg/W	—	—	—	2.5	1.25	0.25	1.7	0.4	0
その他	ホットスタート	秒	60	30	10	2	1	1	30	15	5
	コールドスタート	秒	3600	900	300	30	10	10	1800	450	150

出典：Clean Hydrogen Partnership “Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027”
をもとに作成

なお、各種前提については以下の通り。青字は欧州目標（2022）において新たに記載された項目である。

⁸ 解説書同様に以下「AEMWE」と略記。

⁹ 解説書同様に通常の水蒸気電解を指しており、以下「SOEC」と略記。

表 5 低温電解の欧州目標（2022）の前提

	AWE	PEMWE	AEMWE
目標前提	<ul style="list-style-type: none"> 目標値の前提は、交流電流と水道水を入力として、ISO14687-2に適合した水素（3MPa、水素純度5）を製造するシステム。 条件が変更された場合は数値も変更されることに留意。 なお、全ての目標値は相互に依存しており、すべて同時に満たす必要がある。 		<ul style="list-style-type: none"> 目標値の前提は、交流電流と水道水を入力として、ISO14687-2に適合した水素（大気圧、水素純度5）を製造するシステム。 条件が変更された場合は数値も変更されることに留意。
エネルギー消費量	<ul style="list-style-type: none"> 目標の前提条件の下で、公称水素製造量を達成するために必要な電気エネルギーを表す。冷却のために必要なエネルギーを含む。 		
設備コスト	<ul style="list-style-type: none"> 一社当たりの製造ボリュームが100MWであり、10年間安定して動くシステムを前提。 寿命は、水素製造に必要なエネルギー消費量が10%増加した場合、と定義。 基礎工事等の準備ができていないサイトに設置する場合を想定、変圧器や整流器も含んだコストである。なお、スタックの交換費用は含まない。 		
メンテナンスコスト	<ul style="list-style-type: none"> 10年間のメンテナンスコストの平均値。想定されるスタックの交換費用、電力料金は含まない。 		
劣化率	<ul style="list-style-type: none"> 公称容量での運転時のスタック劣化を想定。（例えば、0.125%/1000hの劣化率であれば、年間8000時間稼働として10年間で、エネルギー消費量が10%増加することを意味する） 	<ul style="list-style-type: none"> 劣化とエネルギー消費の目標は相互に依存しており、同時に満たす必要がある 	<ul style="list-style-type: none"> 記載なし
ホットスタート	<ul style="list-style-type: none"> スタンバイ状態（システムは既に動作温度と圧力）から起動した時に、水素製造量が公称容量に到達するまでの時間。 		
コールドスタート	<ul style="list-style-type: none"> コールドスタンバイ状態からの起動時に、水素製造量の公称容量到達までの時間。 	<ul style="list-style-type: none"> 外気温-20℃で起動し、水素製造量が公称容量に到達するまでの時間。 	<ul style="list-style-type: none"> （アルカリと同様）
電流密度	<ul style="list-style-type: none"> 動作温度、圧力で運転し、スタックの公称水素製造量を達成するために必要な、水電解セルの平均電流密度。 		
貴金属	<ul style="list-style-type: none"> 貴金属はカソード触媒としてルテニウムを想定（主にRuO₂） 	<ul style="list-style-type: none"> 貴金属は、主にアノード触媒としてイリジウム、ルテニウム（SOA 2.0 mg/cm²）、カソード触媒として白金（SOA 0.5 mg/cm²）を想定。 	<ul style="list-style-type: none"> 貴金属は、主にアノード触媒としてIrOx、カソード触媒としてPt/Cを想定。

出典：Clean Hydrogen Partnership “Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027” をもとに作成

1.4 固体酸化物電解

AEMWE 同様に欧州は 2022 年に SOEC について目標を発表した。ここでは、換算レートは、「水素・燃料電池戦略ロードマップ」(2019)と同様の 1€=130 円とした。

特に他の電解の目標同様に SOEC でも変動運転に関連する項目が記載されている点、熱の外部入力も想定している点が注目される。

表 6 SOEC の欧州目標 (2022)

	諸元	単位	SoA (2020)	2024	2030
システム	エネルギー(電気) 消費量 ※4種類全ての電解種 に記載あり	kWh/Nm ³	3.6	3.5	3.3
	エネルギー(熱) 消費量 ※SOECのみ記載あり	kWh/Nm ³	0.9	0.8	0.7
	設備コスト	万円/Nm ³ /h (万円/kW)	98.9 (27.7)	56.6 (16.3)	22.3 (6.8)
	メンテコスト	円/(Nm ³ /h)/年	114200	36200	12500
スタック	劣化率(U _{TN})	%/1000時間	1.9	1	0.5
	電流密度	A/cm ²	0.6	0.85	1.5
その他	ホットスタート	秒	600	300	180
	コールドスタート	時間	12	8	4
	往復効率	%	46	50	57
	可逆容量	%	25	30	40

出典: Clean Hydrogen Partnership “Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027”
をもとに作成

表 7 SOEC の欧州目標 (2022) の前提

	SOEC
目標前提	<ul style="list-style-type: none"> 目標値の前提は、交流電流と水道水を入力として、ISO14687-2に適合した水素(大気圧、水素純度5)を製造するシステム。 条件が変更された場合は数値も変更されることに留意。 全ての目標値は相互に依存しており、すべて同時に満たす必要がある。(リバーシブルシステムに関係するパラメーターを除く)
エネルギー消費量(電気)	<ul style="list-style-type: none"> アルカリと同様(目標の前提条件の下で、公称水素製造量を達成するために必要な電気エネルギーを表す。冷却のために必要なエネルギーを含む)
エネルギー消費量(熱)	<ul style="list-style-type: none"> 公称容量でのシステムの熱吸収(主に水蒸気によって提供される)
設備コスト	<ul style="list-style-type: none"> 一社当たりの製造ボリュームが100MWであり、10年間安定して動くシステムを前提。 寿命は、水素製造に必要なエネルギー消費量が10%増加した場合、と定義。 基礎工事等の準備ができていないサイトに設置する場合を想定し、変圧器や整流器も含んだコストである。なお、スタックの交換費用は含まない。
メンテナンスコスト	<ul style="list-style-type: none"> 10年間のメンテナンスコストの平均値。想定されるスタックの交換費用は含むが、電力料金は含まない。
劣化率	<ul style="list-style-type: none"> 熱中性条件下(熱中性電位U_{TN})における、一定効率下での生産量(水素出力)の低減。低温電解とは異なる定義であり、技術の違いを反映している。試験時間は最低でも2000時間。
ホットスタート	<ul style="list-style-type: none"> スタンバイ状態(システムは既に動作温度と圧力)から起動した時に、水素製造量が公称容量に到達するまでの時間。
コールドスタート	<ul style="list-style-type: none"> コールドスタンバイ状態から起動した時に、水素製造量が公称容量に到達するまでの時間。
電流密度	<ul style="list-style-type: none"> 動作温度、圧力で運転し、スタックの公称水素製造量を達成するために必要な、水電解セルの平均電流密度。
往復効率	<ul style="list-style-type: none"> 指定された動作条件における、電気エネルギー貯蔵システムの標準的な充放電サイクルの間に、1次接続点(POC)で測定した放電エネルギーを、全てのPOC(一次および補助接続点)で測定した充電エネルギー、で除した値。
可逆容量	<ul style="list-style-type: none"> 電解槽モードでの公称容量における電力、に対する、燃料電池モードでの公称定格電力の比率。

出典：Clean Hydrogen Partnership “Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027” をもとに作成

米国では前述の“Hydrogen shot”の目標に向けて、2022年9月に発表された“National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”¹⁰において、「高温水電解」の目標を表8の通り定めている。DOEはインフラ投資法で発表されている2022年以降5年で10億ドルの水電解技術開発への投資や水素ハブ建設を通じて目標を実現するとしているのも低温電解同様である。

なお、参考として、DOEのロードマップでは全ては採用されていないが、SOECシステムの目標数値として2022年の“Annual Merit Review”内で発表されたものを表9に掲載する。

¹⁰ DOE “DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”

表 8 DOE の SOEC システム目標

SOEC システム目標	2026	2031
エネルギー消費量 [kWh/Nm ³]	4	— (効率を維持・向上させながら、寿命、コスト目標を達成)
スタック寿命 [時間]	60000	80000
設備コスト [\$ /kW]	300	200
その他	20MWの原子力からの排熱を電解で利用	—

出典：DOE “DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”

表 9 DOE の SOEC システム・スタック目標

SOEC システム目標	2025
エネルギー効率 [%]	98%@1.5A/cm ²
スタック寿命 [時間]	60000
スタックコスト [\$ /kW]	100
システムコスト [\$ /kW]	300

出典：Ned Stetson, “Introduction to the DOE Hydrogen Program”, Sunita Satyapal, ” 2022 AMR Plenary Session”

1.5 国内の技術開発目標についての補足（水素供給コスト目標との関連について）

国内では現在 2030 年にプラント引渡し価格 30 円/Nm³、2050 年に 20 円/Nm³ という目標値に向け、現在の水素先導事業でもこれらの目標に資する電解性能、耐久特性、水素製造システムの開発に向けた指針原案の策定や性能等評価方法の確立に向けた取り組みが進められている。

一方で、前節までに見た通り、既に日本では欧州目標（2018）を踏襲する形で水電解装置に関する技術開発目標が AWE・PEMWE について「水素・燃料電池戦略ロードマップ」において設定されているところである。ここでは次年度以降の詳細な検討も見据え、両者の関係性と、技術開発ロードマップでの目標設定における扱いの考え方について補足を行う。

水電解水素製造を考えた場合、そのコスト構造においては電気代が少なからぬ割合を占めることが知られている。水電解システムのエネルギー消費量は現状概ね 5 kWh/Nm³ 程度であるが、これより直ちに電気代が 6 円/kWh 程度を上回るケースでは電気代分の寄与のみで 30 円/Nm³ を上回る水素製造コストになることが見て取れる。したがって、安価な電気が調達できることが水電解水素製造で 30 円/Nm³ といった水準のコストを実現する必要条件となる。

近年海外メーカーが、積極的に意欲的な水素製造コストの目標を発信している。たとえば Nel は 2025 年までに \$1.5/kg を実現するとしており、Siemens Energy も同様に 2025 年までに \$1.5/kg を実現するとの目標を掲げている。ただし、これらの目標はきわめて安価な電気代の確保を前提としている¹¹。後述するように、これらの例で想定されている水準の電気代・稼働率は、いわゆる再エネ適地での製造を想定しているものと考えられる。

プラント引渡し目標 30 円/Nm³ について、国外再エネ適地での水素製造を仮に考えた場合、供給コストを考える上では海上輸送や水素液化、積荷などに要するコストも考慮の必要があるため、実際に水素製造コストが占めることを許される割合は 30 円/Nm³ の内の一部であることに留意が必要である。たとえば水電解ではなく褐炭のガス化+CCS による水素製造・国際水素サプライチェーンの例では、2030 年にめざす CIF 価格 29.8 円のうち、水素製造+CCS+原料コストは 13.7 円/Nm³ と半分以下である。¹²

ここまでプラント引渡し 30 円/Nm³ という水準実現のための水素製造を考える際の条件について記載してきたが、技術開発ロードマップでの目標設定という観点からは、「これらの高い水準を実現可能な再エネ適地が（少なくとも一つ以上）あるか、またあった場合、装置目標を達成した水電解装置を設置することで、水素製造コストの要求水準を満たしうるか」という点がすでにある供給コスト目標との関係性を把握する上でポイントだと考えられる（実際海外メーカーの掲げる目標の前提も同様の内容であったことに注意）。水素供給コストはサプライチェーンに応じて多岐にわたるが、水電解の技術開発を考える上では、上記が確認できるような水電解装置目標であれば、既存の供給コスト目標と整合的で妥当な内容であると考えられる。

ここでの結論は、上記の考え方のもとで日本の水電解装置に関する技術開発目標と供給コストは整合的といえる、ということである。この例として、ここではチリの水素戦略で掲げられてい

¹¹ Nel の前提は電気代 \$20/MWh（稼働時間不明）、その他土地代、人件費、工事費その他で資本費の >8%、寿命 20 年（O&M コスト含む）という数値が記載。Siemens Energy の前提として電気代 \$16/MWh、稼働時間 >6000 時間、生産規模 GW スケール、容量 100 MW、ガス処理・昇圧システムは含まない旨が記載。

¹² 川崎重工業「国際水素サプライチェーン構築への取組」

る数値を参照する。チリは太陽光、風力に恵まれた世界屈指の再エネ適地を有し、特に風力の稼働率は70-75%、洋上ではそれ以上にすら及ぶ¹³。同国の水素戦略ではこの資源を活用してグリーン水素を製造し、積極的に輸出する計画である。チリ水素戦略によれば、チリは世界屈指の安価な水素製造が可能な国であり、チリから日本への輸出コストは\$2.9/kg（水素製造コスト\$1.4/kg）と見積もられている¹⁴。Siemens Energy も水電解で製造した水素を原料に e-fuel をチリで製造、ドイツへと輸出する計画への参画を既に発表している。

ここではこの風力を念頭に、Siemens Energy の試算で前提であった稼働率（69%）と発電コスト（\$16/MWh）をもとに国内の2030年目標数値を用いて簡易試算した結果を以下に示す。水素製造コストは13.8円-15.5円/Nm³となり、\$1.5/kg という他国の事例を下回っていることが見て取れる。

なお、AWE での水素製造コストは\$1.1/kg と特に安価であり、仮にチリでの水素製造コスト見積もりの部分を単純に代替えすると\$2.6/kg となり、これはプラント引渡し価格30円/Nm³に匹敵する数値となる。以上の議論はベストケースの議論ではあるが、上記の考え方のもとで日本の水電解装置に関する技術開発目標と供給コスト目標に不整合はないとわかった。

実際にはサプライチェーンの構成やユーザー要望は多岐にわたることから、ロードマップでの技術開発目標の議論を行う際の目標設定としては、一律の供給コストを設定するよりは、水電解装置の諸元を設定するのが詳細な議論を行う上で妥当ではないかと考えられる。

ただし、本年度の「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理」では目標数値の新規設定は実施できておらず、これは今後の課題と言える。

¹³ Gobierno de Chile “Chile’s Green Hydrogen Strategy and investment opportunities”

¹⁴ InvestChile and CORFO, “CHILE, GREEN HYDROGEN”

表 10 2030 年目標に基づくチリでの水素製造コストの簡易試算

適地の例	電源の例	稼働率	2030年コスト見通し (LCOE ¹⁵)	水素製造コスト (AWE@2030)	水素製造コスト (PEMWE@2030)
チリ	風力	69% ¹⁶ (6000h/a) ※Siemens Energy 文献を参照	\$16/MWh (※Siemens Energy 文献を参照)	13.8 円/Nm ³	15.4 円/Nm ³

表 11 試算の前提 (PEMWE)

項目	値(2030)
再エネコスト[円/kWh] (\$16/MWhを1ドル=135円で換算)	2.2
電解システムコスト[円/kW]	65000
メンテコスト[円/kW/年]	1300
水素製造原単位[kWh/kg]	50
水電解稼働率[%] (6000時間/年)	69%
償却期間[年]	10
水電解総稼働時間[h]	60000
kW設備当たり水素製造量[kg/kW]	1200.1
設備コスト[円/kg]	54
メンテコスト[円/kg]	11
電気代[円/kg]	108
水素製造コスト[円/kg]	173
水素製造コスト[\$/kg]	1.3

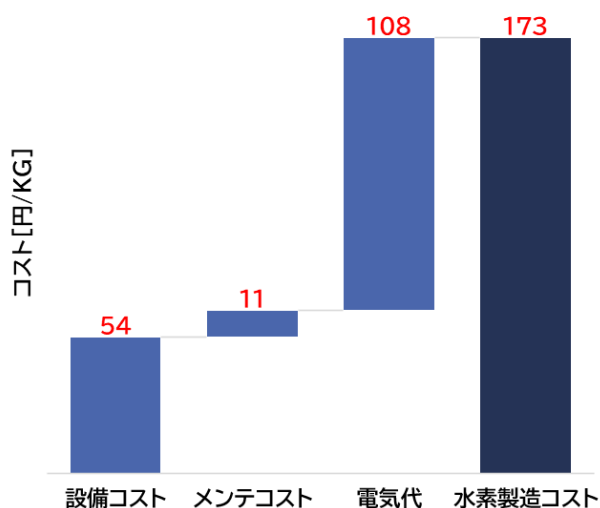


図 4 試算の結果 (水素製造コストの内訳、PEMWE)

¹⁵ LCOE とは均等化発電原価 (Levelised Cost of Electricity) の略称であり、標準的な発電所を、立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。

¹⁶ Prof.Dr.Amin Schnetler, "New Energy Business Large-scale PEM Electrolysis for Industrial Applications"

表 12 試算の前提 (AWE)

項目	値(2030)
再エネコスト[円/kWh] (\$16/MWhを1ドル=135円で換算)	2.2
電解システムコスト[円/kW]	52000
メンテコスト[円/kW/年]	1050
水素製造原単位[kWh/kg]	48
水電解稼働率[%] (6000時間/年)	69%
償却期間[年]	10
水電解総稼働時間[h]	60000
kW設備当たり水素製造量[kg/kW]	1250.1
設備コスト[円/kg]	42
メンテコスト[円/kg]	8
電気代[円/kg]	104
水素製造コスト[円/kg]	154
水素製造コスト[\$/kg]	1.1

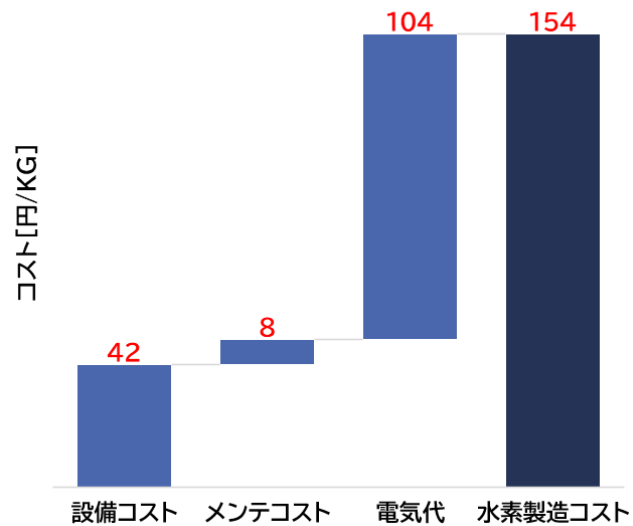


図 5 試算の結果 (水素製造コストの内訳、AWE)