

2024年度 NEDO燃料電池・水素技術開発ロードマップ報告会

# NEDO燃料電池・水素技術開発ロードマップに関する検討 (水電解技術開発ロードマップ)

【委託先】

みずほリサーチ&テクノロジーズ

技術開発本部  
サイエンスソリューション部

2025年3月5日

ともに挑む。ともに実る。

**MIZUHO**



NEDO様ご挨拶	15:00 ~ 15:05 ( 5分 )
(1) 水電解技術開発の状況整理と全体シナリオ	15:05 ~ 15:30 ( 25分 )
(2) アルカリ水電解 ( AWE )	15:30 ~ 15:45 ( 15分 )
(3) プロトン交換膜水電解 ( PEMWE )	15:45 ~ 16:05 ( 20分 )
(4) アニオン交換膜水電解 ( AEWWE ) 【課題整理】	16:05 ~ 16:10 ( 5分 )
(5) 固体酸化物形電解 ( SOEC ) 【課題整理】	16:10 ~ 16:15 ( 5分 )
(6) 質疑応答	16:15 ~ 16:30 ( 15分 )

2024年度 NEDO燃料電池・水素技術開発ロードマップ報告会

# NEDO燃料電池・水素技術開発ロードマップに関する検討 (水電解技術開発ロードマップ)

ー水電解技術開発の状況整理と全体シナリオー

【委託先】

みずほリサーチ&テクノロジーズ

技術開発本部

サイエンスソリューション部

2025年3月5日

ともに挑む。ともに実る。

**MIZUHO**



## ロードマップ策定の背景

- CNに向けた水素の社会実装を促すためには、水素供給コストの低減が必須であり、そのためには水素製造と輸送・貯蔵の双方のコスト低減が重要である。そのなかで水素製造技術として今後の飛躍的な普及拡大が期待される水電解装置は、再生可能エネルギー（以下、再エネ）を利用して水素を製造し、熱需要の脱炭素化や基礎化学品の製造なども含め、Power to X という形で余すことなく活用することができ、再エネの導入を最大限に促進することに貢献。
- 水電解装置については、「アルカリ水電解（AWE）」と「プロトン交換膜水電解（PEMWE）」の2形式が商用化の技術水準にあるが、水電解による水素製造コストは依然として高く、更なる低コスト化のためには、その大半を占める電力コストの低減が必須であり、安価とされる再エネの活用、システムを介した再エネ利用において水電解装置の接続による系統混雑緩和、調整力提供などの付加価値の創出が鍵、カーボンニュートラル実現を目指した電力システムへの移行が重要
- 電力と水電解の関係の把握、電力を最大限活用するため水電解装置の起動停止や変動運転への対応が求められる。加速耐久プロトコルの早期確立と評価・実証を踏まえ、水電解装置の耐久性を向上していくことが重要。
- その上で、水電解装置については量産化の技術仕様を確立した上で装置規模や量産の程度を見据えた装置コスト低減、電解槽・部材の技術進展への取り組みが必要不可欠であるとともに、投入する電力や水素の利用ケースに応じて、電源構成とシステム構成の要求に合わせて最大限に電力を活用して水素を製造し、その水素を利用した目的物を低コストで最大化させる電解槽や付帯設備の構成に最適化していくことが求められる。また、水電解装置のコストの大半を占める付帯設備のコスト低減や設置コスト等の低減も重要。
- これらの技術課題解決と並行して、装置コストの低コスト化が期待される「アニオン交換膜水電解（AEMWE）」、高温作動で電解効率が高い「固体酸化物形電解（SOEC）」の次世代形電解の技術開発も進めていくことが必要。

水電解装置：「電解槽」および「付帯設備」から構成されるプラント設備の総称と定義（以降、水電解システムを称す場合あり）



## 【水電解装置を取り巻く状況】

・ 2030年までにグローバルで500GWを超える水電解装置の導入計画、FIDに至るプロジェクトは4%と限定的\*

・ 稼働中の水電解装置は最大10MW級であり、海外の主要電解槽メーカーでも生産能力過剰の状況\*

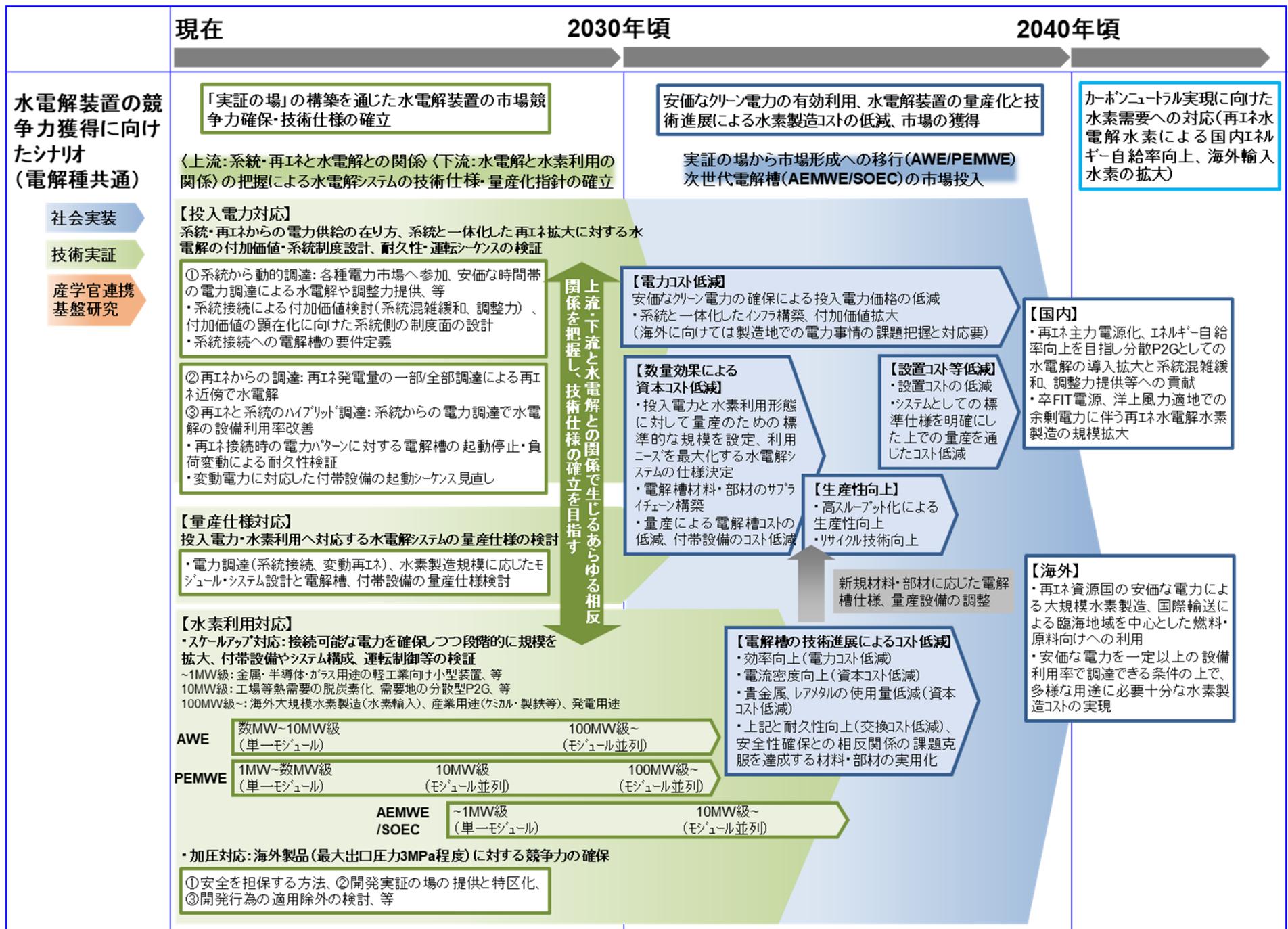
\* IEA, "Global Hydrogen Review 2024"の情報に基づく



- ・ 戦略的な技術開発に加え、実証推進と自国製品への優先的支援による産業保護・育成（欧州・米国）
- ・ グリーン水素プロジェクトの峻別とスケールアップ進展の兆し（2020年代後半の稼働に向けた100MW級のFID）

国・地域	概要
欧州	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 制度設計と一体化したユースケース創出</li> <li>・ 技術実証の推進（特に系統連系による調整力提供の検証など）</li> <li>・ 要素技術開発（R&amp;D）を通じた継続的な技術目標のアップデート、電解槽メーカーの創出</li> <li>・ 生産技術・設備への支援（IPCEI等）</li> </ul>
米国	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ H2NEWプロジェクトによる戦略的な技術開発体制の構築</li> <li>・ 水素ハブによる初期市場形成計画</li> <li>・ IRA（インフレ抑制法）による再エネ水素製造への税控除支援 トランプ政権への移行で継続の可能性については不透明</li> </ul>
中国	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 価格競争力のあるアルカリ水電解の大型装置が稼働、数10MW 100MW級も建設中（最大で260MWシステムが稼働スタート、安全性やマルチモジュール運転制御等で課題有）</li> <li>・ 中央・地方政府支援で規模の経済で技術開発の学習速度を上げる機会創出</li> </ul>

- CNに向けたエネルギー転換において莫大な再エネが必要となるが、電化が困難なHard-to-abate領域では水素が重要な役割、その需要を賄うために海外からの輸入が必須、再エネ水素製造向けの水電解市場の獲得に期待
- 一方、国内のエネルギー自給率を向上させるための再エネ導入の拡大（再エネ主電源化）に向け、国内での一定の水電解市場の創出が必要で直近では以下の取り組みが重要
  - 制度設計と連動した水電解装置の実証の計画・推進（「実証の場」構築）
  - 水電解装置の系統への付加価値提供（調整力提供、系統混雑緩和など）と技術・制度面の課題解決、更には国、電力業界、水素関連団体、および系統に適した水電解、電源、装置、蓄電装置、水電解装置などを提供できる産官学が一体となり、再エネ主電源化を最大化する系統および周辺機器の在り方の議論
  - 水素利用側（下流）との連携による水素需要の規模、水素の貯蔵・利用の仕方に伴う水電解装置の規模の設定および運用方案の確立
  - 実証を通じて電解槽の開発・設計へのフィードバックを行い、インフラ設備としての電解槽の信頼性・安全性確保、投入電力・量産・スケールアップ等への対応を想定した技術要件の確立が急務
- 海外輸入水素や海外主要国への技術輸出に対しては、国内の「実証の場」での技術の蓄積も踏まえた上で、製造地での電力事情（系統接続への課題、再エネの供給方法の把握）に適応したシステムおよび運用方法の検討を進め、並行して電解槽の加圧対応等を推進する必要
- 将来の水電解装置の競争力確保に向け、安価なクリーン電力の確保を前提に、革新的な技術開発の推進や数量効果、システム全体のコスト低減により、従来技術の延長に留まらない水準の水素製造コストの実現を目指す
- 材料開発や電解槽の設計、システム評価・運用最適化の支援を加速するための産学官連携による評価・解析技術の基盤確立と有効活用によるプレイヤーの裾野拡大、競争力強化を推進



## ■ 現状の電力システムにおける水電解への投入電力を以下の4つのタイプに類型化

モデルA 系統から定常的に調達		モデルB 系統から動的に調達	
概要	系統から水素需要に応じて安定的に電力を調達、水電解を行う	概要	各種電力市場へ参加し、安価な時間帯の電力調達による水電解や調整力提供等を行う
特徴（例）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・高い設備利用率が見込めるが電力価格は高い</li> <li>・製造水素の環境価値は系統の排出係数で決まる</li> </ul>	特徴（例）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・設備利用率と電力価格は市場状況で変化</li> <li>・製造水素の環境価値は購入電力で決まる</li> </ul>
活用例	<ul style="list-style-type: none"> <li>・非化石証書と組み合わせてクリーン電力を調達</li> <li>・認証制度の利用が計画認定において認められた場合</li> </ul>	活用例	<ul style="list-style-type: none"> <li>・卸売電力市場での安価な時間帯の電力購入</li> <li>・需給調整市場への参加による副収入獲得</li> <li>・卒FIT電源からのオフサイトPPAによる再エネ調達、等</li> </ul>
水電解におけるメリデメ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電力が安定であるため、大型化に適している</li> <li>・急峻な変動対応は不要で耐久性も確保しやすく、装置コストが抑えられる</li> <li>・一般的に電力価格が高いため水素製造コストが上がる</li> <li>・再エネ拡大への直接的な推進力とはなりにくい</li> </ul>	水電解におけるメリデメ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・水素需要地（または近傍）で製造するため、貯蔵・輸送コストが抑えられる</li> <li>・安価な時間帯のみの稼働や調整力提供で起動停止や急峻な変動が多くなる</li> <li>・設備利用率を上げるためには電力価格の高い時間帯まで使うことになり、水素製造コストが上がる</li> </ul>
モデルC （変動）再エネから調達		モデルD （変動）再エネ・系統の双方から調達	
概要	（変動）再エネからの発電量の全部/一部調達により、再エネ近傍で水電解を行う	概要	モデルA/BとCのハイブリッドにより、複数ソースからの電力調達での設備利用率改善、収益・環境価値向上を目指す
特徴（例）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・再エネ電源種に応じて設備利用率が変化</li> <li>・製造水素のCO<sub>2</sub>排出はゼロ</li> </ul>	特徴（例）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・モデルB/C単独より設備利用率を改善できる可能性がある</li> </ul>
活用例	<ul style="list-style-type: none"> <li>・再エネ適地での水素集中製造</li> <li>・再エネ余剰電力の活用</li> <li>・（FIP、卒FIT電源の）インバランスリスク対策としての水素製造、等</li> </ul>	活用例	<ul style="list-style-type: none"> <li>・モデルA/BとモデルCの併用、ただし、モデルBの場合、系統電力の安い時間帯と再エネの稼働時間帯との調整が課題</li> </ul>
水電解におけるメリデメ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・大規模な再エネ電源があれば大規模水素製造が可能</li> <li>・起動停止や変動が多く、耐久性や変動追従性への技術的ハードルが高い</li> <li>・再エネ資源国では安価な電力を確保しやすいが、設備利用率は再エネ電源種に依存、太陽光では世界平均で16%、風力でも36%（陸上）-41%（洋上）と相対的に低い</li> <li>・水素需要地までの貯蔵・輸送コストが必要で、水素供給コストは増加</li> </ul>	水電解におけるメリデメ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・安価な系統電力が確保できれば、設備利用率の増加に対し電力価格がある程度抑えられる</li> <li>・水素需要地（または近傍）で再エネ自家調達が可能であれば貯蔵・輸送コストも抑えられる</li> <li>・起動停止や変動が多く、耐久性や変動追従性への技術的ハードルが高い（モデルCと同様）</li> <li>・システムの運用方法が複雑になる</li> </ul>

系統接続する水電解活用の姿として、系統混雑緩和と調整力提供による水電解の付加価値（コストメリット）追求を検討する必要があり、例として以下の取り組みが必要

検証項目	取り組み
系統混雑緩和効果	再エネ増加による系統増強のコスト増を回避しつつ、水電解装置自身の負荷増加による系統増強を回避するためには、同一送電系統あたりの空き容量や水電解装置の負荷と電圧階級に留意しつつ、これらが系統混雑緩和手段として機能することへの検証が必要
調整力提供機能	現状、調整力として活躍することが期待される電源である揚水・蓄電池に求められる調整機能を一つの指標としつつも、水電解において同様の調整機能を想定した際に求められる技術要件（電解槽・システムの応答性、耐久性等）について検証する必要

#### 【論点】

- 従来の系統運用形態を前提として水電解を電力の利用装置として考えるのではなく、カーボンニュートラルに向けた電力インフラの在り方を設計し、その際に、系統から水電解へ適時に電力供給を行うことでどのようなメリットが得られるかを検討すべき
- 系統増強のための費用を抑えることは最終的な目標ではなく、再エネを利用したカーボンニュートラルの実現に向けて、エネルギーとしての水素の貯蔵・輸送・利用までを含めた全体最適化を検討されていくことが重要
- 再エネを電力とした水電解水素によって化石燃料を代替する際に、再エネの発電地で水素を製造して輸送することと、系統を介して再エネ電力を輸送し、需要地で水電解水素とすることの全体最適が検討されることが望ましい
- その実現に向けて水電解による系統への貢献を顕在化させるための制度設計をいかに行うかが重要→これらの議論を深めるための技術実証を進めるべく、国、電力業界、水電解業界、周辺機器メーカー水電解での産学官で継続的な議論が必須
- 再エネ資源国での大規模な水素製造においても、水電解へ投入される電力の一部が系統を介して調達される可能性がある。国内での技術検証を通じて得られた知見は、今後海外市場への進出する際にも、製造現地の電力系統事情を把握した上で、有益に活用されることが期待される

水素製造コストの低減に向けては、水電解装置の量産化による資本コスト低減を進めていくことも大切な技術開発の一つ、そのためには、電解槽・付帯設備のシステム全体の要求仕様を明らかにすることが必要



投入する電源（系統接続、変動再エネ）と利用ケース（規模、圧力）による量産化に対応した仕様の検討（→水電解と上流・下流側との技術実証の場を踏まえ、全体として水素および水素を利用した目的物を最も安価に提供するための要求仕様を明らかにしていくことが重要）

- 電解槽の動作範囲（電流密度、電圧）、起動停止や負荷変動、それに伴う差圧変動による耐久性など電解槽に要求される仕様
- 電解槽の並列・直列含む配置の在り方、電解槽の最大許容電流・電圧や運転方法に基づく変圧器・整流器の在り方、利用ケースに求められる水素の仕様に対応したガス・液プロセスや精製・昇圧プロセスシステム

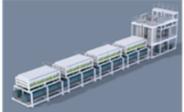
量産仕様対応を進めた上で、将来的には製造技術の高スループット化による生産性向上も重要

- 自動化された製造プロセス、品質管理の方法、加工性とスケールアップのための設計、貴金属等のリサイクル性を高めるための設計
- 各技術の完成度と関連した量産数量を見込んで設計技術・生産技術の改善を行うことが重要
- 市場がまだ存在せず、かつ流動的であることを十分に理解した上で、かつての我が国のお家芸とされた半導体産業や液晶パネル産業の状態に陥らないように、「技術開発でリードし、ビジネスでも勝つ」という産業戦略を検討していかなければならない

- 国内の再エネ主力電源化への課題として、短中期的には分散P2G（1MW～10MW級）の実証から初期市場の形成を目指し、水電解装置が化学プラントとしてスケールアップに求められるシステムの最適化とコスト低減、流体・運転制御技術などの技術課題の解決を段階的に進めていくことが重要
- 国内でのスケールアップのための技術実証の実績を蓄積した上で、将来的には再エネ資源国での大規模水素製造（輸入水素によるHard-to-abate領域での需要）等もターゲットとして、2030年以降の市場獲得を段階的に目指す
- 次世代形のAEMWEやSOECは現在の技術成熟度から、実証フェーズでの装置の規模感としては2020年後半に1MWクラスを想定し、2030年以降に10MW以上へとスケールアップするシナリオを仮定

	1MW-数MW	10MW級	100MW級以上
国内	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 金属、半導体、ガラス業界等の小型装置のニーズ</li> <li>・ 水素ステーション（乗用車300Nm<sup>3</sup>/h、商用車1,000Nm<sup>3</sup>/h）</li> <li>・ 国の調整力入札量1MW以上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 工場等熱需要・近傍での分散型P2G →工場ZE化を打ち出す企業も出現、再エネ調達、自家消費による電力の低炭素化のみならず、熱の脱炭素化の必要性</li> <li>・ 系統接続の容量・技術要件も含めて検討</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 洋上風力発電等の普及による再エネ直結や余剰電力としての水素製造の可能性【2040年頃】</li> </ul>
	主に系統からの電力調達（分散P2G）		再エネメインとする電力調達
		市場獲得 ↓	↑ 海上輸送
海外	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 化学産業など産業用途や熱需要（系統接続は国内と状況と異なるが、国内向けで実証を進め、加圧スタックの可能性も並行検討）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 再エネメイン（系統ハイブリッドを含む）による大規模水素製造</li> </ul>
		主に系統からの電力調達（分散P2G）	再エネメインとする電力調達

- 欧米では加圧化（3MPa前後）に対応した製品が多いが、これはガスパイプラインへの注入など輸送・貯蔵用途を念頭に置いていると想定
- 国内では当面は系統接続によるP2Gが有力で1MPa未満で水素を使うケースもあるが、液体水素や水素キャリアの合成プロセスなど輸送・貯蔵やパイプラインへの注入においては1MPaよりも高い圧力での水素供給が必要、常圧（<1MPa）で実証の場を通じた技術仕様の検討を進め、海外市場も目配りした加圧対応の技術が求められる
- 加圧電解スタック開発に向けて、安全を担保する方法、開発実証の場の提供と特区化、開発行為の適用除外の検討、等が重要

	AWE		PEMWE		AEMWE			
低圧	食塩電解ベース	円筒型			※Verdagy, EvolOHは圧力不明			
	Thyssenkrupp nucera (20MW, 4スタック) 	Nel (17.6MW, 8スタック) 	Siemens Energy (17.6MW, 24スタック) 	Hystar (1MW, 1スタック) 	Verdagy (20MW) EvolOH (5MW) 			
加圧	McPhy (16MW, 16スタック) 	John Cockerill (5MW) 	Sunfire (10MW) 	Nel (2.5MW, 2スタック) 	ITM Power (2MW, 3スタック) 	Elogen (5MW) 	H-TEC (1MW) 	Enapter (2.4kW) 
	Green Hydrogen Systems (6MW, 6スタック) 	Hydrogen Pro (5.5MW, 2スタック) 	Cummins (5MW, 2スタック) 	Plug Power (5MW) 	Ohmium 	Cipher Neutron (10kW) 		

用途	想定圧力
有機ハイドライド	1 MPa
水素ボイラ	1 MPa
製鉄（水素直接還元）	>0.45 MPa
メタネーション	3 MPa
製油所	2 MPa
FT反応	2 4 MPa
液化水素	2.5 4 MPa
ガスタービン燃焼時	>3.4 MPa
ガスパイプラインへの注入	0.35 1.6 MPa（欧州の中低圧） >8 MPa（欧州の高圧）
水素パイプライン	9.7 MPa
アンモニア合成（HB法）	14 30 MPa

【出所】

Mohammad-Reza Tahan "Recent advances in hydrogen compressors for use in large-scale renewable energy integration", 千代田化工建設, "カーボンニュートラル社会に向けた水素サプライチェーン構築の展開- MCH-LOHC システムの実装化 -"  
 メタネーション官民協議会資料, "メタネーション技術に関する動向"  
 Primetals Technologies, TERI, Siemens "GREEN STEEL THROUGH HYDROGEN DIRECT REDUCTION"  
 Satu Lipiainen "Use of existing gas infrastructure in European hydrogen economy"  
 JPEC News "技術報告「燃料電池自動車用高純度水素精製パイロット装置」（高効率水素製造等技術開発事業）」等を元に作成

欧米のメーカーでは水素パイプラインへの注入も想定し加圧型が大半を占めるが、現状では全てのメーカーが採用している訳ではない

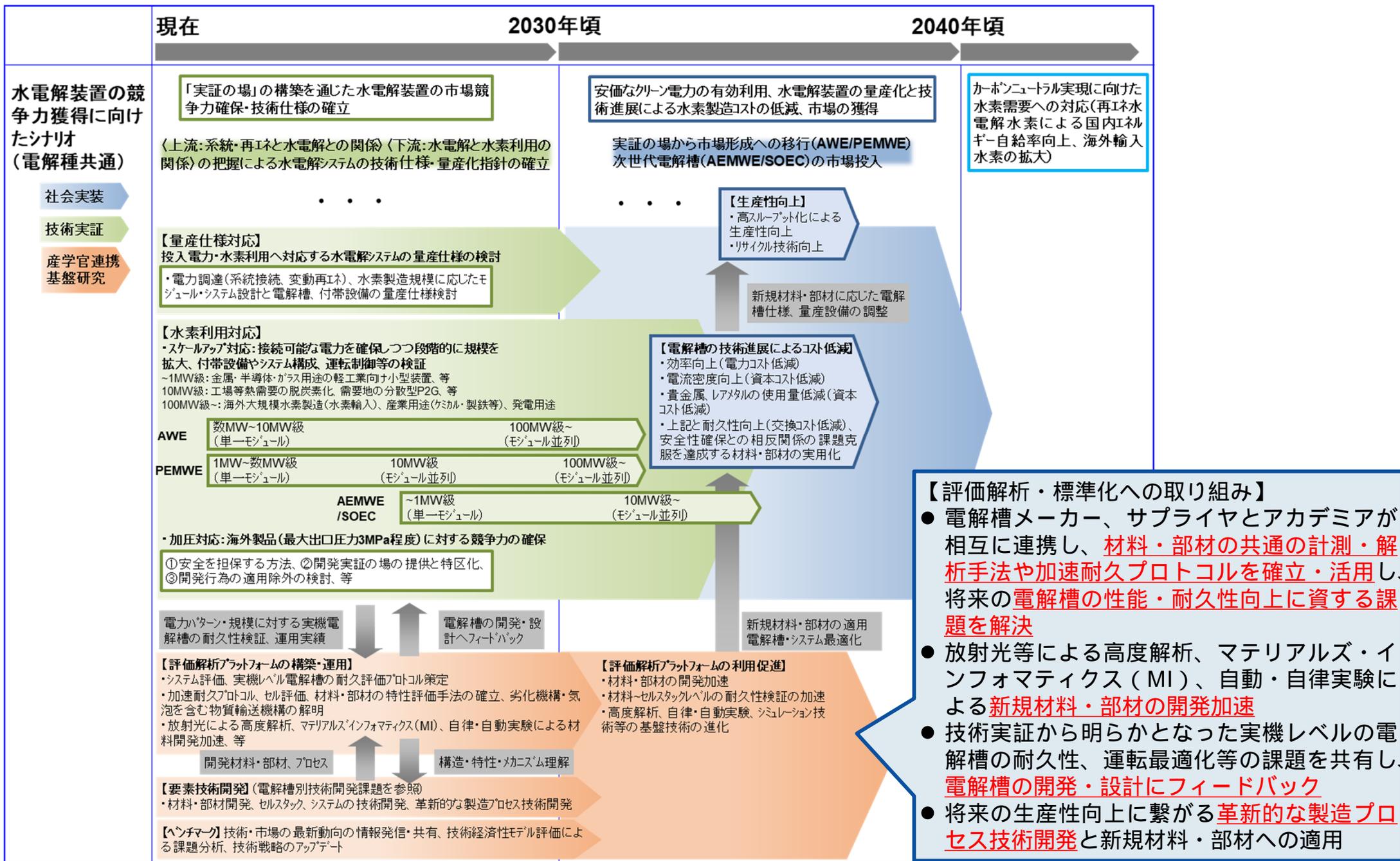
メリット：後段で加圧を要する場合の圧縮機のコスト削減や消費電力削減、高電流密度運転時の気泡体積の低下、等

デメリット：設備の強靱化、クロスオーバーの影響、効率低下、セル・スタック構造の変化による過去のアセットが利用困難、部品交換の簡便さの損失、等

- 現在～2030年頃までのシナリオの方向性として、「実証の場」の構築を通じて＜上流側と水電解との関係＞および＜水電解と下流側との関係＞を明らかにし、水電解装置の市場競争力の確保と技術仕様を確立
- 2030年以降の本格普及期においては、国内および海外市場の獲得に向け、**水電解装置の取り巻く様々なトレードオフを前提の上で、水素製造コスト低減を進めていくことが必要**

トレードオフ項目	トレードオフ概要
投入電力 (系統と再エネ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 相対的に系統は電力価格が高く、再エネは安価</li> <li>• 系統は定常運転が可能で水電解装置の設備利用率が高いが、再エネは天候・風況等に左右されるため、設備利用率が低い</li> <li>• 環境価値として系統は発電種の排出係数に影響するが、再エネは発電による排出係数がゼロである</li> <li>• 系統は定常運転（卸売電力市場からの動的調達を除く）で耐久性が確保しやすい一方、再エネは起動停止による逆電流発生への抑制や負荷変動による電極・膜の劣化抑制、電解槽・付帯設備の応答性が求められる</li> </ul>
水素製造と貯蔵・輸送	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 水素利用現地（or近傍）での系統連系による水素製造、再エネ適地での水素製造+貯蔵・輸送で水素製造コストの考え方が変わる</li> <li>• 水素貯蔵・輸送が必要な場合は一般的に水素の加圧が必要となり、水電解の後段プロセスでの昇圧、あるいは必要に応じて電解槽運転圧力の増大が求められる</li> <li>• 系統から確保できる電力量は接続電圧によって制限があり、系統と再エネでは投入電力パターンも異なるため、水電解装置の規模や運用パターンも異なる</li> </ul>
規模と量産	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 水電解装置は適切な規模が不明確であるため、むやみにモジュールを大型化するのではなく、適切なサイズにする必要がある。</li> </ul>
運転圧力	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 運転圧力の増大に伴う、プロセス後段の圧縮機の段数減や消費電力の低減などメリットがありうる一方、装置の機械的強度向上を要する、電解槽内でのクロスオーバーが大きくなる、効率が低下するなどの課題が生じる</li> <li>• 常圧型（&lt;1 MPa）の水電解装置を開発してきたメーカーの視点では、運転圧力の増大に伴い、これまでのセル、スタック構造の設計が変わってしまう可能性がある</li> <li>• 機械的強度向上によるコスト増と後段の圧縮機のコスト減のバランスによっては、運転圧力の増大は必ずしも水電解システム全体のコスト低減に繋がるとは限らない</li> </ul>
電解槽性能と付帯設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 電解槽の運転を高電流密度化することは、大電流対応の整流器やガス製造量増加による流体機器への負荷増加やコスト増加に繋がる</li> <li>• 電解槽の起動停止性や変動追従性を向上することは、付帯設備もそれに対応する技術が求められる</li> </ul>
電解槽性能と耐久性	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 水素製造コストのうち、効率向上は電気代の低減に繋がり、電流密度向上による水素製造量増加や貴金属、レアメタルの使用量削減は資本代の低減に繋がる</li> <li>• 効率向上のための薄膜化はクロスオーバー増加を招き安全性確保が難しくなり、膜の機械的強度の低下を招く</li> <li>• 電流密度向上は電極の摩耗、剥離が発生し、電極の耐久性が低下する</li> <li>• 貴金属使用量・レアメタルの削減は、負荷変動時の電極・触媒溶出によって性能が低下（電荷移動過電圧が増大）する</li> </ul>

- 水素製造コスト低減に向けては、なるべく安価な電力で電気代を下げ、高い設備利用率で運転することで資本代などの固定費を下げる（相対的に安価とされる再エネの直接利用のみならず、**システムを介した再エネ利用を促進するための電力と一体化したインフラ構築・制度設計が重要**）
  - こうした投入電力の形態やインフラとして想定される様々な水素利用形態に対して、**量産のための標準的な規模の設定、利用ニーズを最大化する水電解システムの検討、およびそれを構成する電解槽と付帯設備の仕様、運用方法の最適化が重要**
- その上で、電解槽のコストが安くなる材料・部材のサプライチェーンを構築し、量産による数量効果で資本コスト低減を図っていく
  - 水電解システムのコストの大半を占める電源装置や流体機器等の**付帯設備のコスト低減も必須**なお、大規模化によるコスト低減も重要であるが、単純に大規模化すると非汎用的な設計・運転システムとなり、量産によるコスト低減に対して逆効果となることに留意が必要
- 電解槽の効率・電流密度向上、貴金属・レアメタル使用量低減、これらとトレードオフの関係となる耐久性の向上、安全性の確保といった**電解槽の技術開発の進展による水素製造コストの低減策も中長期的にも取り組む**ことが必要
- 電解槽の技術開発の成果を実用化するにあたっては、電解槽の設計が従来と変わりうるため、**仕様の再検討やサプライチェーン、量産設備への調整が発生**
- さらに**電解槽の更なる生産性向上も重要**、セル・スタック組立の自動化、製造工程数の削減により、製造ラインのスループットを向上させるとともに、高度な品質制御による歩留まり向上やリサイクル技術の向上が求められる
- 水電解装置の市場の拡大に伴い、水電解システムの未設置コストと同程度に相当するとされる**設置コスト、間接費の低減も重要**。設置コストについては、電解槽 - 電源装置の組み合わせ、流体機器のモジュール化も含め、設置の複雑さを最小限に抑えるためのシステムの検討、ワンパッケージ化や、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減を図る



- 水素製造コストの低減については、あらゆる角度から検討することが必要。ここでは、2040年頃に想定される水素製造コストの水準を設定し、その水準を達成するための水電解システムのエネルギー消費量、総資本コスト、および電解槽の性能、寿命（PEMWEではスタック、AWEでは部品の交換時間を前提）を検討
  - 海外輸入水素をケースとし、豪州の電力データを例として豪州の電力データに基づき、水素製造コスト低減に向けたシステムおよび電解槽の技術目標の検討（ ）
  - 水素製造コスト水準については約18円/Nm<sup>3</sup>（約200円/kg）を水素製造コスト目標と設定（ ）
- PEMWEおよびAWEの電解槽に関する技術目標を検討し、セル・スタックおよび材料・部材を中心とした技術開発課題の再整理（詳細については各電解種の報告を参照）（ただし、電解槽の長寿命化や高性能化は水素製造コスト低減の因子の一部）

#### 【 ケース選定理由】

再エネ適地の一つと知られ、大規模な再エネ発電プロジェクトが進行中であり、かつ日本への海上輸送において比較的有利な地域であること、および入手できる電力データとして今回は豪州クィーンズランド州の電力データを一例とした

投入電力形態や水素利用形態、および実際の製造地域によって種々の条件が異なることに留意が必要。投入電力に対する水電解の運用方法を考えた共通な技術目標としての妥当性の検証が必要であること、国内の再エネ主電源化によるカーボンニュートラルの実現に向けたシステムの仕組みを議論していくなかで、水電解による分散P2Gのケースも検討していくことなどが今後の課題

#### 【 前提条件】

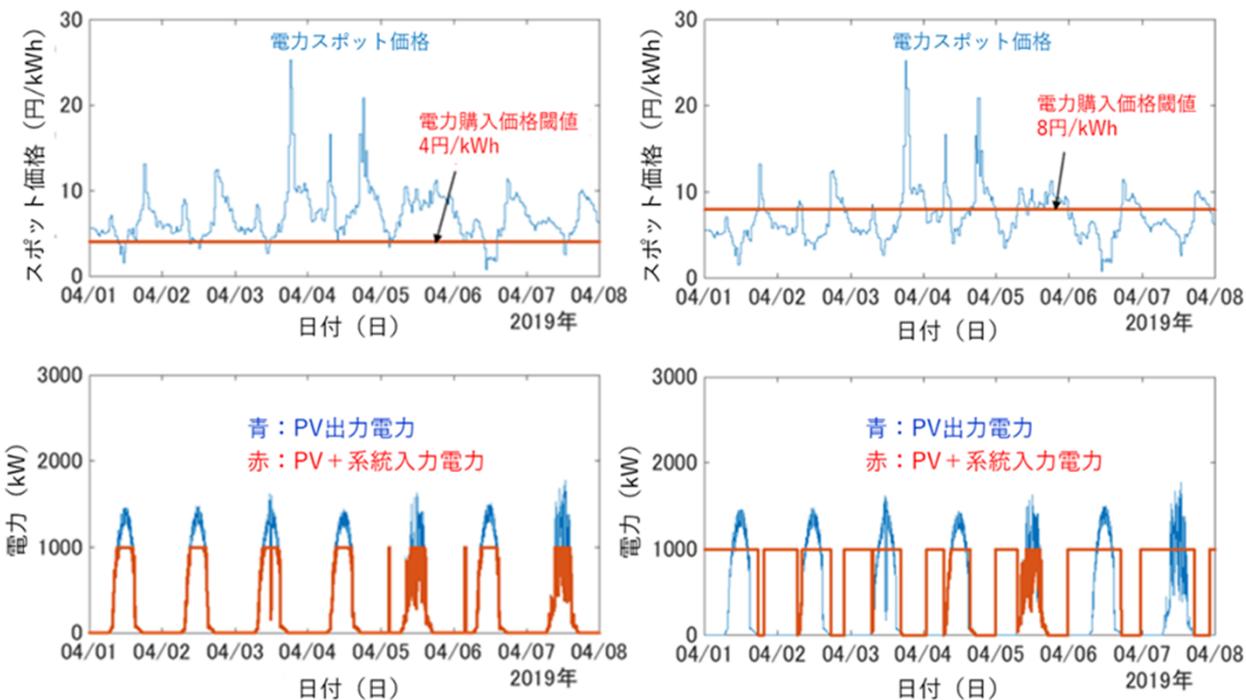
国が定める2030年の海外輸入水素の目標値30円/Nm<sup>3</sup>（ 1 ）を前提とし、海外での製造地から国内入着までのコスト11.9円/Nm<sup>3</sup>（ 2 ）を差し引いた約18円/Nm<sup>3</sup>と設定

1：水素基本戦略（2023年6月改訂）にて水素供給コスト（CIFコスト）の目標として2030年30円/Nm<sup>3</sup>と示されているもの。2017年の水素基本戦略から目標値に変更はなく、当時のエネルギー価格等と異なりうることに留意

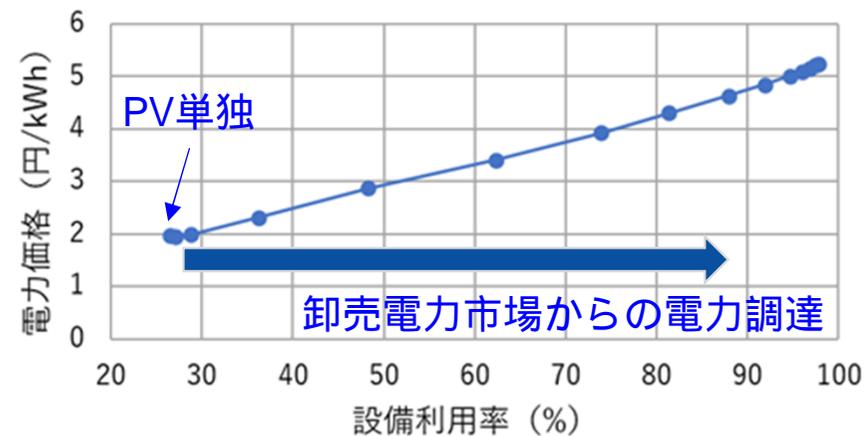
2：NEDO「水素利用等先導研究開発事業/エネルギーキャリアシステム調査・研究 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析（2016.2）」における将来の技術進展を想定した最大導入シナリオを引用し、製造から国内入着までのコスト11.9円/Nm<sup>3</sup>と仮定。ただし、NEDO水素・燃料電池成果報告会2024、「競争的な水素サプライチェーン構築に向けた技術開発事業/大規模水素サプライチェーンの構築に係る技術開発/液化水素の高効率・海上大量輸送技術の開発」における最新の前提条件と異なりうることに留意

# 2040年頃の目標値検討（投入電力の前提条件）

- 豪州QLD州の電力データ（ENEOS様ご提供）を例として、系統からの動的調達（モデルB）および変動再エネからの調達（モデルC）および再エネと系統のハイブリッド（モデルD）を想定
- 電力価格が最も高い定常に近い運転（電力価格7円/kWh・設備利用率99%）から、安価な時間帯での系統からの動的調達（5円/kWh・55%）、再エネ（2円/kWh・26.5%）および系統からのハイブリッド調達を想定することによって水素製造コストの電気代の削減、設備利用率の改善による資本代の低減を想定（起動停止や負荷変動を伴う運転へ対応が必要→国内での実証の場を通じ、運用方法の実証、耐久プロトコルによる耐久性検証を進め、海外での製造現地での電力事情への適応も行いながら技術仕様を確立）



(a) 太陽光および系統ハイブリッドの投入電力パターン

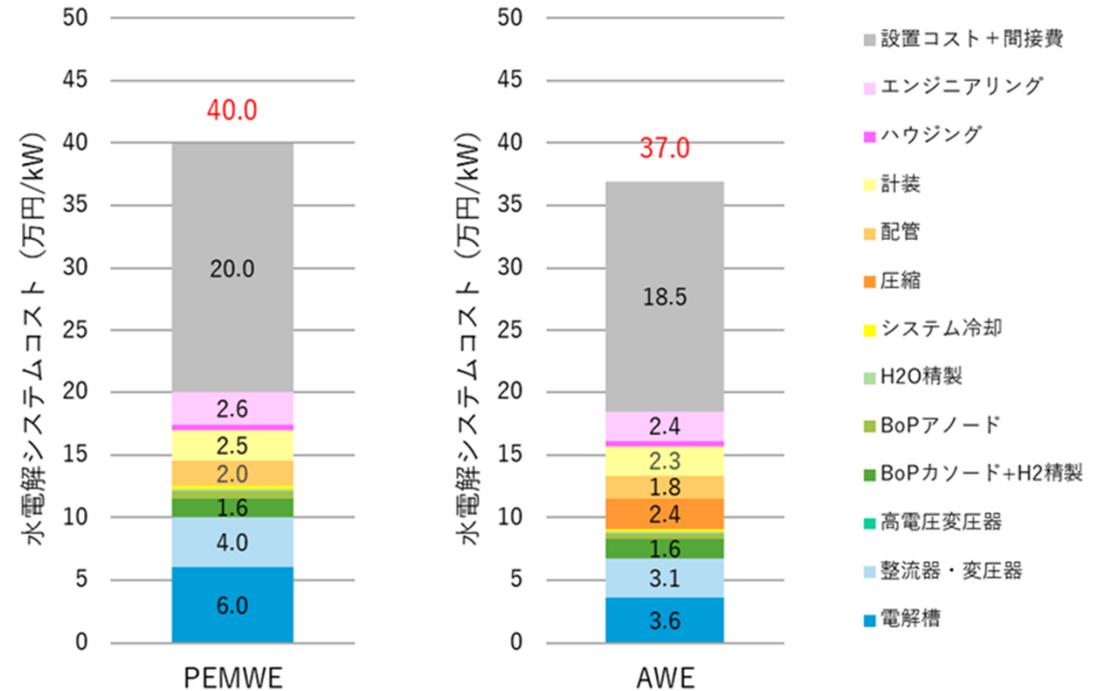


ここでは電力価格には系統から調達する場合の託送料金、再エネから調達する場合の現地における再エネへの補助金等を含まないものと仮定

(b) 設備利用率と電力価格との関係

## PEM/ALK水電解装置のコスト構造

PEMWEは未設置コストの30%、AWEは20%がスタック



・今回の検討においては、近年のエネルギー・物価・人件費等の増加を考慮し、欧州のEuropean Hydrogen Observatoryの2024年最新情報<sup>1</sup>に基づく単位容量あたりの総資本コスト（PEMWEは2,503€/kW、AWEは2,310€/kW）で2021年のFraunhoferのコスト分析調査<sup>2,3,5</sup>の結果を補正、PEMWEでは約40万円/kWh、AWEでは37万円/kWhと設定（160円/€で換算）

・補正時は電解槽、各付帯設備、および設置コストと間接費の合計については、総資本コストに対する割合が変わらないものと仮定

パラメータ	PEMWE	AWE
システム耐用年数	20年	20年
総資本コスト ( )内は総額	40万円/kWh (430百万円)	37万円/kWh (4,104百万円)
年間O&Mコスト率 <sup>1</sup>	システム総資本の2%	システム総資本の2%
交換時間(回数) <sup>2</sup>	40,000 h (スタック交換 4回)	60,000 h (部品交換 2回)
交換コスト率 <sup>3</sup>	システム総資本の15%	システム総資本の6%
電解槽・システム仕様		
システムエネルギー消費量 (BOL)	4.68 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.77 kWh/Nm <sup>3</sup>
システムエネルギー消費量 (平均) <sup>4</sup>	4.91 kWh/Nm <sup>3</sup>	5.01 kWh/Nm <sup>3</sup>
システム容量(BOL)	1.074 MW (AC)	11.10 MW (AC)
補機エネルギー損失 <sup>5</sup>	5%	8%
整流器変換効率	98%	98%
電解槽容量	1 MW (DC)	10 MW (DC)
電解槽動作点(BOL) <sup>6</sup>	1.82 V at 2.0 A/cm <sup>2</sup>	1.8 V at 0.6 A/cm <sup>2</sup>
電解セルの反応面積	1,500 cm <sup>2</sup>	30,000 cm <sup>2</sup>
電解槽のセル数	183	309
水素製造量	230 Nm <sup>3</sup> /h	2,326 Nm <sup>3</sup> /h
出口水素圧力	常圧	常圧 + 後段圧縮 (3 MPa)

1: European Hydrogen Observatory 2024 (<https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>) の値を仮定

2: Fraunhofer ISE, "Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems"の報告による寿命値PEMWE (4.5-8年)、AWE (6.8-9.1年)の最低値を仮定、ただし定格運転前提の耐久時間であることに留意、本ロードマップでは電解槽のBOLから電圧上昇10%までの交換時間(PEMWEはスタック、AWEは部品(電極、隔膜等))と定義

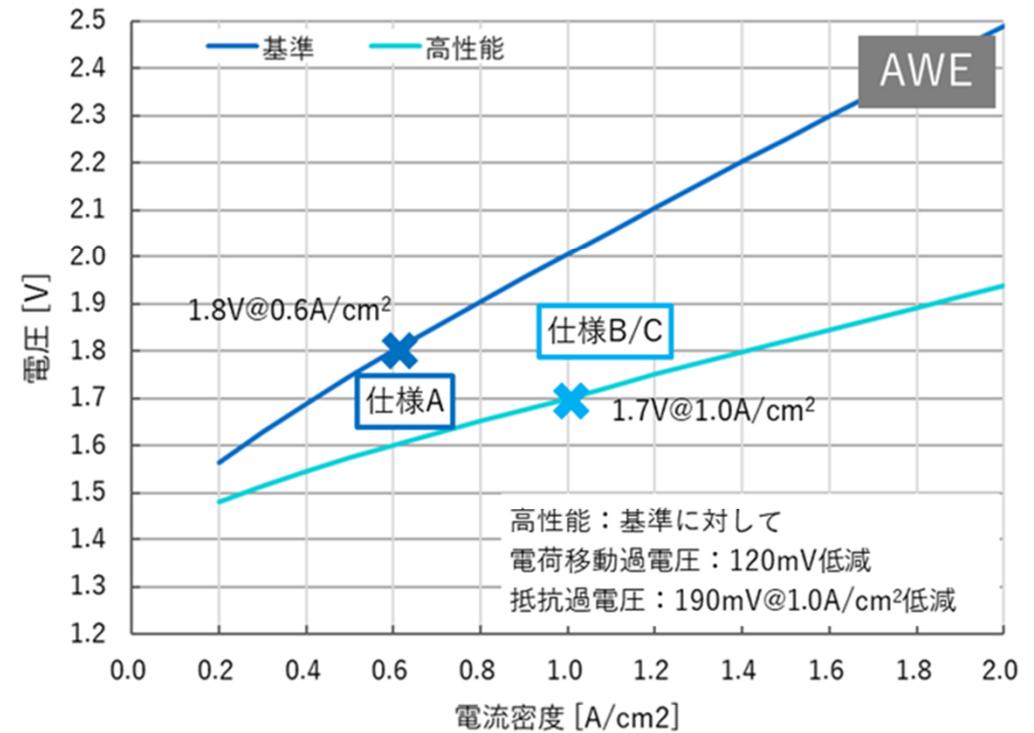
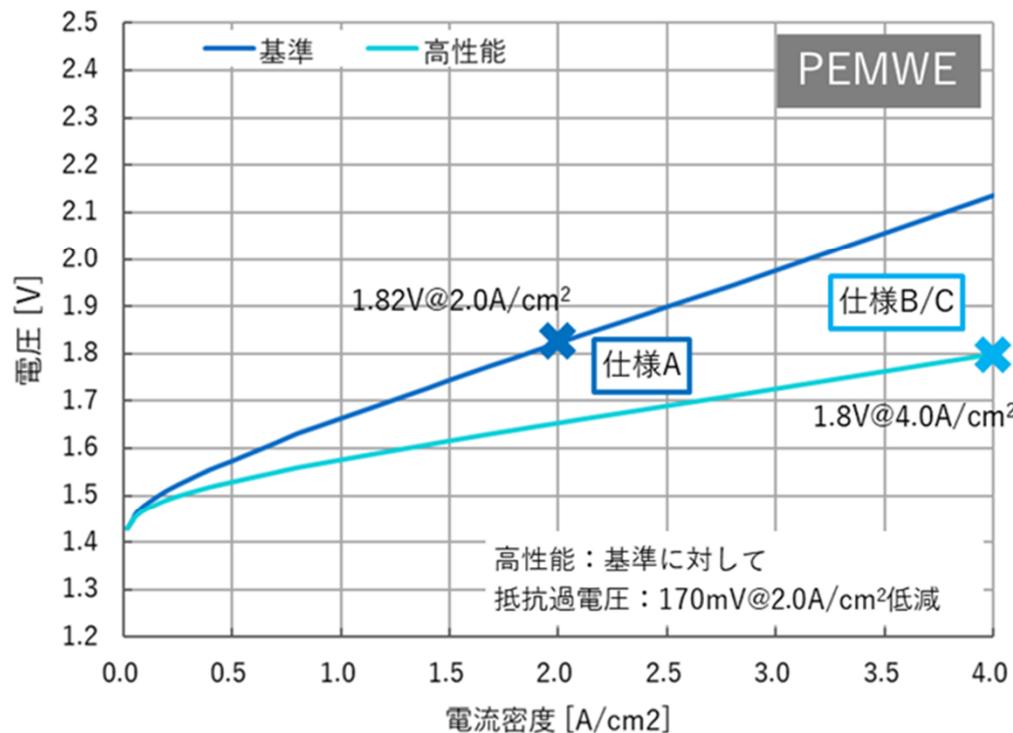
3: Fraunhofer ISE, "Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems"の報告による総資本コストに対するスタック(PEMWE)、スタックの隔膜・電極(AWE)の割合を仮定

4: 電解槽の交換時期まで平均でBOLの105%電圧で稼働すると仮定

5: Fraunhofer ISE, "Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems"の2030年の補機損失を参照

6: PEMWEはS. M. Alia et al. "Catalyst-Specific Accelerated Stress Tests in Proton Exchange Membrane Low-Temperature Electrolysis for Intermittent Operation." J. Electrochem. Soc., 171 024505 (2024), AWEは白井, "グリーン製造技術", 日本エネルギー学会誌, 99, 338-343(2020)を参考

- 電解槽については基準仕様に対し、交換回数減少（長寿命化）による交換代低減、高効率化による電気代低減、高電流密度化（水素製造量増加）による資本代とO&M代低減について検討
- PEMWEおよびAWEの基準条件から抵抗過電圧低減、ならびに電荷移動過電圧低減を想定
  - 仕様A：基準仕様に対して電解槽の性能・電流密度（水素製造量）は同一、交換時間（寿命）を向上（長寿命化）
  - 仕様B：基準仕様に対して電解槽の性能を改善して効率を向上、交換時間（寿命）は同一、電流密度（水素製造量）を向上（高電流密度化）
  - 仕様C：仕様Aに対して電解槽の性能を改善して電流密度を向上（水素製造量増加）、交換時間（寿命）は同一（長寿命化 + 高電流密度化）



基準性能：PEMWEはS. M. Alia et al. "Catalyst-Specific Accelerated Stress Tests in Proton Exchange Membrane Low-Temperature Electrolysis for Intermittent Operation." J. Electrochem. Soc., 171 024505 (2024), AWEは臼井, "グリーン製造技術", 日本エネルギー学会誌, 99, 338-343(2020) を参考

## 【PEMWE】

パラメータ	基準仕様	仕様A	仕様B	仕様C
システム耐用年数	20年	20年	20年	20年
年間O&Mコスト率	システム総資本の2%	システム総資本の2%	システム総資本の2%	システム総資本の2%
交換時間	40,000 h (4回)	90,000 h (1回)	40,000 h (4回)	90,000 h (1回)
交換コスト率	システム総資本の15%	システム総資本の15%	システム総資本の15%	システム総資本の15%
電解槽・システム仕様				
システムエネルギー消費量 (BOL)	4.68 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.68 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.62 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.62 kWh/Nm <sup>3</sup>
システムエネルギー消費量 (平均)	4.91 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.91 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.85 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.85 kWh/Nm <sup>3</sup>
システム容量 (BOL)	1.074 MW (AC)	1.074 MW (AC)	2.123 MW (AC)	2.123 MW (AC)
補機エネルギー損失	5%	5%	5%	5%
整流器変換効率	98%	98%	98%	98%
電解槽容量	1 MW (DC)	1 MW (DC)	1.976 MW (DC)	1.976 MW (DC)
電解槽動作点 (BOL)	1.82 V at 2.0 A/cm <sup>2</sup>	1.82 V at 2.0 A/cm <sup>2</sup>	1.8 V at 4.0 A/cm <sup>2</sup>	1.8 V at 4.0 A/cm <sup>2</sup>
電解セルの反応面積	1,500 cm <sup>2</sup>	1,500 cm <sup>2</sup>	1,500 cm <sup>2</sup>	1,500 cm <sup>2</sup>
電解槽のセル数	183	183	183	183
水素製造量	230 Nm <sup>3</sup> /h	230 Nm <sup>3</sup> /h	459 Nm <sup>3</sup> /h	459 Nm <sup>3</sup> /h
出口水素圧力	常圧 (~0.8MPa程度)	最大3 MPa	最大3 MPa	最大3 MPa

## 【AWE】

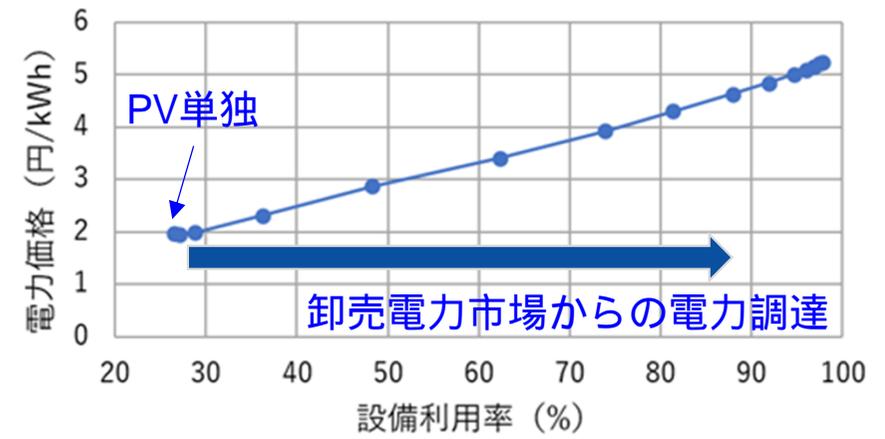
パラメータ	基準仕様	仕様A	仕様B	仕様C
システム耐用年数	20年	20年	20年	20年
年間O&Mコスト率	システム総資本の2%	システム総資本の2%	システム総資本の2%	システム総資本の2%
交換時間 (回数)	60,000 h (2回)	90,000 h (1回)	60,000 h (2回)	90,000 h (1回)
交換コスト率	システム総資本の6%	システム総資本の6%	システム総資本の6%	システム総資本の6%
電解槽・システム仕様				
システムエネルギー消費量 (BOL)	4.77 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.77 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.51 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.51 kWh/Nm <sup>3</sup>
システムエネルギー消費量 (平均)	5.01 kWh/Nm <sup>3</sup>	5.01 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.73 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.73 kWh/Nm <sup>3</sup>
システム容量 (BOL)	11.10 MW (AC)	11.10 MW (AC)	17.48 MW (AC)	17.48 MW (AC)
補機エネルギー損失	8%	8%	8%	8%
整流器変換効率	98%	98%	98%	98%
電解槽容量	10.01 MW (DC)	10.01 MW (DC)	15.76 MW (DC)	15.76 MW (DC)
電解槽動作点 (BOL)	1.8 V at 0.6 A/cm <sup>2</sup>	1.8 V at 0.6 A/cm <sup>2</sup>	1.7 V at 1.0 A/cm <sup>2</sup>	1.7 V at 1.0 A/cm <sup>2</sup>
電解セルの反応面積	30,000 cm <sup>2</sup>	30,000 cm <sup>2</sup>	30,000 cm <sup>2</sup>	30,000 cm <sup>2</sup>
電解槽のセル数	309	309	309	309
水素製造量	2,326 Nm <sup>3</sup> /h	2,326 Nm <sup>3</sup> /h	3,876 Nm <sup>3</sup> /h	3,876 Nm <sup>3</sup> /h
出口水素圧力	常圧 後段圧縮 (3 MPa)			

電力価格2.5円/kWh・設備利用率40%または電力価格3.0円/kWh・設備利用率70%において、水素製造コスト18円/Nm<sup>3</sup>を満たす水準

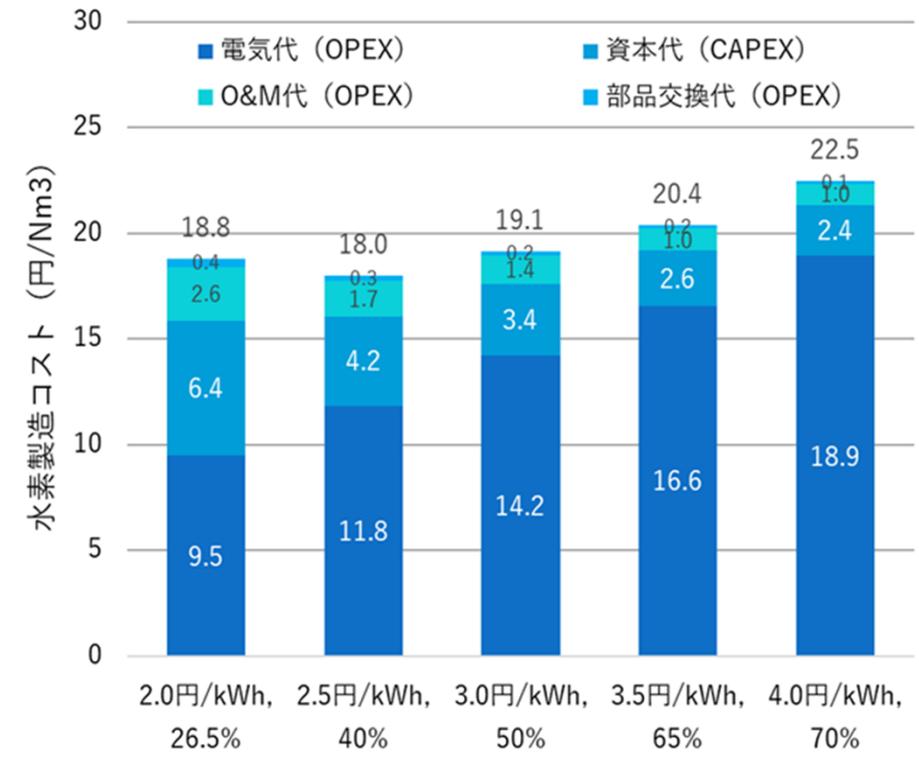
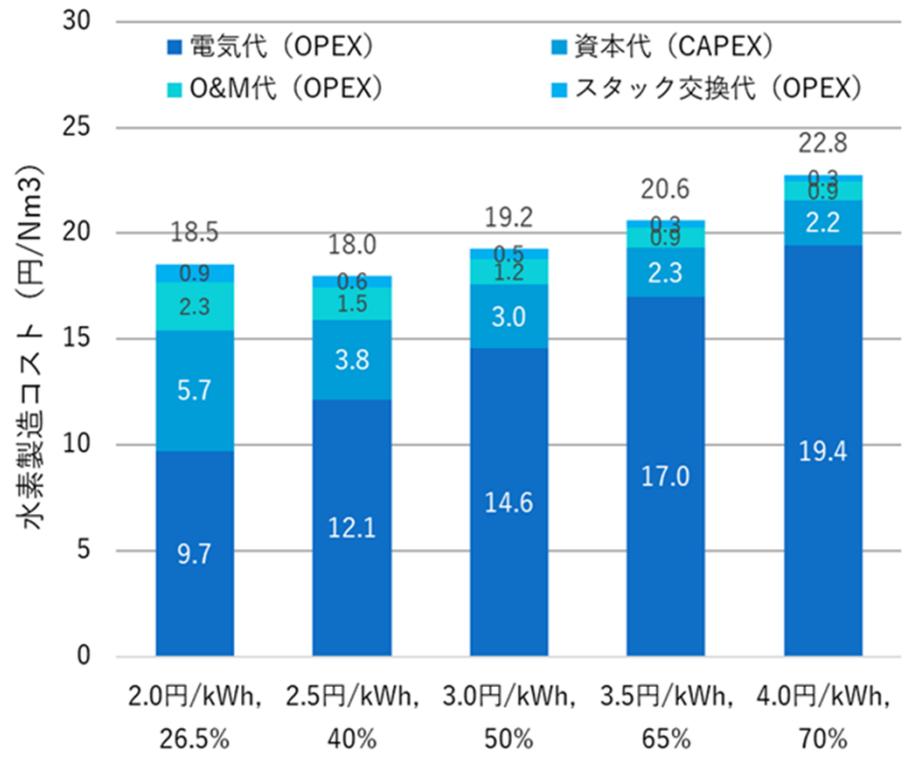
項目	PEMWE		AWE	
	現在値	2040年頃	現在値	2040年頃
システム耐用年数	20年	20年	20年	20年
システム総資本コスト <sup>1</sup> (コスト総額)	40.0万円/kW <sup>2</sup> (430百万円)	5.7万円/kW (122百万円)	37.0万円/kW <sup>2</sup> (4,108百万円)	6.6万円/kW (1,150百万円)
年間O&Mコスト率 <sup>2</sup>	システム総資本の2%	システム総資本の2%	システム総資本の2%	システム総資本の2%
交換時間(交換回数) <sup>3</sup>	40,000 h (4回) <sup>4</sup>	90,000 h (1回) <sup>5</sup>	60,000 h (2回) <sup>4</sup>	90,000 h (1回) <sup>5</sup>
交換コスト率 <sup>6</sup>	システム総資本の15%	システム総資本の15%	システム総資本の6%	システム総資本の6%
電解槽・システム仕様				
システムエネルギー消費量(BOL) <sup>7</sup>	4.68 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.62 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.77 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.51 kWh/Nm <sup>3</sup>
システムエネルギー消費量(平均) <sup>8</sup>	4.91 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.85 kWh/Nm <sup>3</sup>	5.01 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.73 kWh/Nm <sup>3</sup>
システム容量(BOL)	1.074 MW (AC)	2.123 MW (AC)	11.10 MW (AC)	17.48 MW (AC)
補機エネルギー損失 <sup>9</sup>	5%	5%	8%	8%
整流器変換効率	98%	98%	98%	98%
水素製造量	230 Nm <sup>3</sup> /h	459 Nm <sup>3</sup> /h	2,326 Nm <sup>3</sup> /h	3,876 Nm <sup>3</sup> /h
出口水素圧力	常圧(～0.8MPa程度)	最大3 MPa	常圧 後段圧縮(3 MPa)	常圧 後段圧縮(3 MPa)
電解槽容量	1 MW (DC)	1.976 MW (DC)	10.01 MW (DC)	15.76 MW (DC)
電解槽動作点(BOL) <sup>10</sup>	1.82 V at 2.0 A/cm <sup>2</sup>	1.8 V at 4.0 A/cm <sup>2</sup>	1.8 V at 0.6 A/cm <sup>2</sup>	1.7 V at 1.0 A/cm <sup>2</sup>
電解セルの反応面積	1,500 cm <sup>2</sup>	1,500 cm <sup>2</sup>	30,000 cm <sup>2</sup>	30,000 cm <sup>2</sup>
電解槽のセル数	183	183	309	309

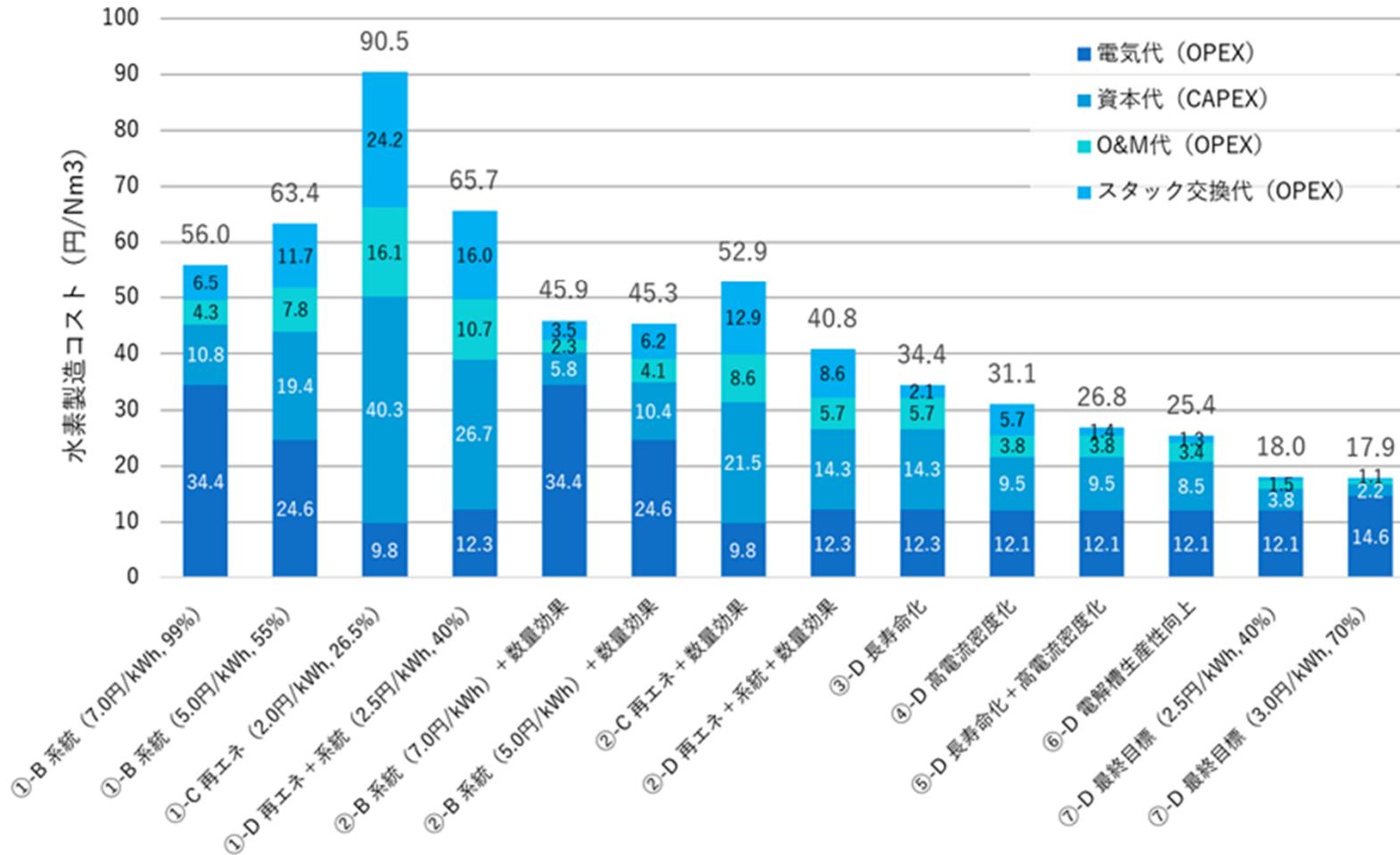
1: システムコストはスタックと付帯設備の製造コストと製造元のマークアップ(合わせて未設置コスト)、設置コストおよび間接費を含む  
 2: European Hydrogen Observatory 2024 (<https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>) の値を仮定  
 3: 電解槽のBOLからセル電圧が10%上昇するまでの時間。部品(電極・隔膜/セル)の交換時間として設定、交換時間はシステムの実稼働時間ではなく実時間として定義  
 4: Fraunhofer ISE, "Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems"の報告による寿命値PEMWE(4.5-8年)、AWE(6.8-9.1年)の最低値を仮定、ただし定格運転前提の耐久時間であることに留意、本ロードマップでは電解槽のBOLから電圧上昇10%までの交換時間(PEMWEはスタック、AWEは部品(電極、隔膜等))、4.5年=約40,000hの実時間でシステム耐用年数20年とすると交換回数4回、6.8年=約60,000hの実時間でシステム耐用年数20年とすると交換回数2回  
 5: 最大で起動停止(1回/日)程度、負荷変動を含む運転を前提、90,000h(10年相当)の実時間でシステム耐用年数20年とすると交換回数1回  
 6: Fraunhofer ISE, "Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems"の報告による総資本コストに対するスタック(PEMWE)、スタックの隔膜・電極(AWE)の割合を仮定  
 7: 補機エネルギー損失および整流器変換効率を考慮した値  
 8: スタックあるいは部品の交換時期まで平均でBOLの105%電圧で稼働すると仮定(2040年頃については起動停止1回/日程度、負荷変動を含む運転を前提として平均でBOLの105%電圧で稼働することが求められる)  
 9: Fraunhofer ISE, "Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems"の2030年の補機損失値を仮定  
 10: PEMWEは動作圧力～0.8MPa、温度50(現在値)、動作圧力最大3MPa、温度80(2040年頃)、AWEは動作圧力0.1MPa、温度80、電解液KOH濃度6Mが前提(現在値、2040年頃)

- 最終目標（P.21「2040年頃」の数値）における投入電力（電力価格・設備利用率）の影響では電力価格2.5円/kWh、設備利用率40%で水素製造コストが最小
- 一方、IEAのDBでは現行の水電解水素製造プロジェクトで投入電力としてシステムを活用するケースでは平均の設備利用率57%、再エネとシステムのハイブリッドでは70%
- 設備利用率70%の場合、電力価格3円/kWhで18円/Nm<sup>3</sup>の水準（P.22, P.23のグラフの最右側）

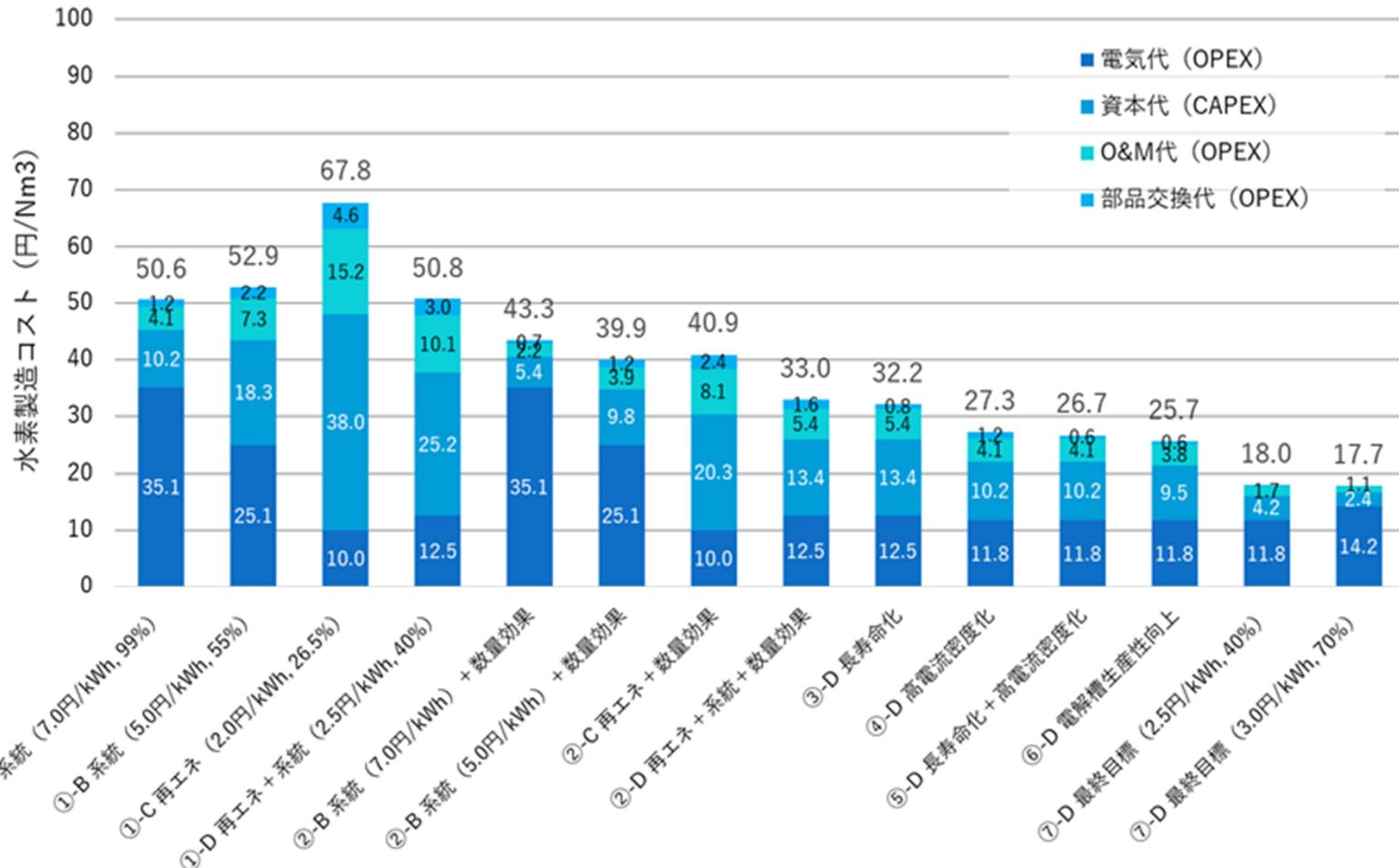


<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>





: 投入電力の影響（水電解システム「基準仕様」）  
 : 数量効果（習熟率9%と仮定した場合の電解槽・付帯設備の製造コスト47%減、水電解システム「基準仕様」）  
 以降、電力価格2.5円/kWh・設備利用率40%において、  
 : 長寿命化（スタック交換時間：40,000hから90,000h、動作点：1.82V@2.0A/cm<sup>2</sup>、水電解システム「仕様A」）  
 : 高電流密度化（スタック交換時間は40,000h、動作点：1.82V@2.0A/cm<sup>2</sup>から1.8V@4.0A/cm<sup>2</sup>、水電解システム「仕様B」）  
 : 長寿命化 + 高電流密度化（スタック交換時間は90,000h、動作点：1.8V@4.0A/cm<sup>2</sup>、水電解システム「仕様C」）  
 : 電解槽生産性向上（電解槽の製造コスト70%減、水電解システム「仕様C」）  
 : 設置コスト、間接費の低減（未設置コストの100%から40%）、システムの標準仕様の上で量産を通じた更なる低減  
 最終的には3.0円/kWh・設備利用率70%においても水素製造コスト18円/Nm<sup>3</sup>を満たす（上流側・下流側のシステムの設備回収を考えるとなるべく高い設備利用率で運転→再エネの技術開発によるコスト低減、システムと水電解が一体化した電力システムの構築が重要）



：投入電力の影響（水電解システム「基準仕様」）  
 ：数量効果（習熟率9%と仮定した場合の電解槽・付帯設備の製造コスト47%減、水電解システム「基準仕様」）  
 以降、電力価格2.5円/kWh・設備利用率40%において、  
 ：長寿命化（スタック交換時間：60,000hから90,000h、動作点：1.8V@0.6A/cm<sup>2</sup>、水電解システム「仕様A」）  
 ：高電流密度化（スタック交換時間は60,000h、動作点：1.8V@0.6A/cm<sup>2</sup>から1.7V@1.0A/cm<sup>2</sup>、水電解システム「仕様B」）  
 ：長寿命化 + 高電流密度化（スタック交換時間は90,000h、動作点：1.7V@1.0A/cm<sup>2</sup>、水電解システム「仕様C」）  
 ：電解槽生産性向上（電解槽の製造コスト70%減、水電解システム「仕様C」）  
 ：設置コスト、間接費の低減（未設置コストの100%から40%）、システムの標準仕様の上で量産を通じた更なる低減  
 最終的には3.0円/kWh・設備利用率70%においても水素製造コスト18円/Nm<sup>3</sup>を満たす（上流側・下流側のシステムの設備回収を考えるとなるべく高い設備利用率で運転→再エネの技術開発によるコスト低減、系統と水電解が一体化した電力システムの構築が重要）

- 今回は豪州一地域の再エネ（太陽光）および卸売電力市場からの電力調達を一例として投入電力の条件を定め、太陽光と系統からの電力調達で電力価格2.5円/kWh、設備利用率40%または電力価格3円/kWh、設備利用率70%というケースにおいて、水素製造コスト18円を/Nm<sup>3</sup>を達成するために求められる水電解システムの技術目標をまとめた（投入電力形態や水素利用形態、および実際の製造地域によって種々の条件が異なることに留意が必要）
- 水電解システムの技術開発の前提として、投入電力や規模を想定した上で技術仕様の確立を行うこと、系統電力を積極的に活用するための系統と一体化した制度設計（CNの実現に向けた電力料金・運用体系も含め）、再エネ技術の継続的な開発とコスト低減が必須であり、水素の貯蔵・輸送が必要なケースにおいては水素サプライチェーン全体で水素製造コスト低減を検討することも必要
- 将来の安価な電力の確保として再エネ、および系統を介した再エネの利用を想定すると、起動停止や負荷変動を伴う投入電力への対応が重要であり、電解槽や付帯設備の耐久性に関する技術実証や運転制御の技術開発を進め、水電解システムの技術仕様を確立していくことが必要
- その上で、水電解システムの長寿命化に向けては、こうした投入電力に対する電解槽材料・部材の長寿命化（膜の機械的・化学的劣化、電極劣化の抑制）の技術開発、これを支援する加速耐久評価、高度解析等による劣化機構の解明が求められる。また、変動運転に耐えられる付帯設備の機器開発も必要
- 高電流密度化に向けては、電解槽の抵抗・電荷移動過電圧の低減と起動停止・負荷変動による膜・電極劣化、クロスオーバー抑制する材料・部材の技術開発、これを支援する劣化・反応・物質輸送機構の総合的な解明が求められる。同時に、負荷増加に伴う付帯設備への対応も必須
- 総資本コスト低減については、水電解システムの量産仕様を確立した上で、数量効果による製造コスト低減（市場規模に応じた適切な生産規模を想定することが必要）、使用材料・部材の低コスト化に加え、システムコストの大半を占める付帯設備のコスト低減を進める必要。さらに、電解槽の高スループット化による生産性向上も鍵となるが、上記の長寿命化や高電流密度化によって適用されうる新規材料や部材に対して、電解槽設計の見直しも生じ、これらに対応した製造プロセスの調整も必要
- 最終的には設置コスト、間接費などの低減、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減も進める必要があるが、これらに関する技術開発の具体化については今後の課題