

# 4種類の普及可能な水電解装置の経済性検討及びユースケースの提案

## Economic Analysis on Four Possible Electrolyzers Potentially Spreading in the Future and Proposal for Each Use Case

川井 英司 ・ 小澤 暁人 \*\* ・ 前 匡 鴻 \* ・ 松橋 隆治 \*

Eiji Kawai

Akito Ozawa

Masahiro Mae

Ryuji Matsuhashi

### Abstract

Water Electrolysis, which converts water (H<sub>2</sub>O) into carbon-free hydrogen, has attracted more attention than ever as the most effective carbon-neutral technology to achieve a carbon-neutral society by 2050. As such, there are four promising types of water electrolyzers: ALK(Alkaline), PEM (proton exchange membrane), SOEC (Solid oxide electrolyzer), and AEM (anion exchange membrane), that can be applied to reduce CO<sub>2</sub> emissions. However, few examples of the proposed system and analyses include clear boundary conditions together with CAPEX and OPEX. In this research, we investigated 1) economic analysis of various electrolyzer systems under the same conditions as much as possible by quantifying the key factors related to hydrogen production costs, 2) four possible water electrolyzers under the same conditions to summarize the pros and cons of each, 3) propose use cases considering the pros and cons of each. Notably, we applied LCOH(levelized cost of hydrogen) to offer optimized use cases based on operating pressure, temperature, cell stack (CS) + balance of plant (BoP) cost, energy recovery rate, membrane life, footprint, etc. Our study indicates the optimal parameters are: the performance of electrolyzer  $\leq 4.5$  kWh/Nm<sup>3</sup>-H, the system cost of CS+BoP  $\leq 50,000$ /kWh, durability  $\geq 60,000$ -80,000hr, electricity price  $\leq 5$ /kWh

**Keywords** : Electrolysis, LCOH, Cell Stack, Balance of Plant, economic feasibility study

### 1. はじめに

2020年、日本政府は2050年までにカーボンニュートラルを目指す事を宣言した<sup>1)</sup>。我が国のエネルギー起源のCO<sub>2</sub>排出量は85%で、その殆どが輸入による化石燃料の燃焼に寄るものであり、2021年度は10.6億トンのCO<sub>2</sub>を排出している<sup>2)</sup>。再生可能エネルギー（以下再エネと称す）から製造される水素は、利用時に二酸化炭素を排出しない燃料の一つであり、我が国でも温暖化対策として積極的に取り組まれているが、先進国を始め未だ大規模導入には至っていない。他方、2050年に向けた水素需要拡大及び水素サプライチェーンコスト低減に従い、どのような手段であれ水素が大規模に導入されていく事が考えられる。ところで、水素のサプライチェーンとしては、大きく分けて生産・輸送・利用の3つで構成されている。生産としての水電解装置、輸送としての水素運搬船や受入基地、利用先としての発電・モビリティ・産業需要（鉄・製油所・化学プラント）である<sup>3)</sup>。これまで水素海上輸送やパイプライン等の国内及び国際水素サプライチェーンは、千代田化工建設のMCH(メチルシクロヘキサン)<sup>4)</sup>、川崎重工の液化水素<sup>5)</sup>、またアンモニアのサプライチェーン検討等<sup>6)</sup>で様々な実証事

業を通して検討されてきた。また、水素利用としては、グリーンイノベーション基金にて、大型水素発電の混焼や専焼が実証中であり、海外企業と比べ日本の燃焼器の受注が進んでいる<sup>7)</sup>。しかし、水素製造に関しては、電解装置の大規模導入やプロジェクト組成が海外と比べ遅れている。確かに、世界に先駆けて10MW級の水素電解装置の実証を福島FH2R(アルカリ電解)<sup>8)</sup>や山梨県米倉山(PEM)<sup>9)</sup>で実証済みであるが、その後水素の大量製造には至っていない。そのような中、経済産業省が発行した2023年改定予定の水素基本戦略によると、世界の電解装置容量134GWに対し、日本は2030年に向けて、約8%シェア獲得の15GW程度導入する目標を掲げた<sup>10)</sup>。また、最近ではアルカリ水電解・PEM水電解の課題を克服する新たな電解装置タイプ(SOEC, AEM)も研究・実証が進んでおり、エネルギー効率向上や貴金属制約回避の期待から注目されてきている<sup>11)</sup>。更に、水素は直接クリーン燃料として使用出来るだけでなく、CO<sub>2</sub>と水素から化学反応を通して合成気体燃料・合成液体燃料・カーボンニュートラルな化学品を製造出来る<sup>12)</sup>。これら合成品の製造コストのうち、半分以上が水素製造で占められ、且つ水素製造は最上流に位置している事から、水素を製造するという部分はカーボンニュートラル達成に向けて最も重要位置にある<sup>13)</sup>。そこで本稿では、サプライチェーンのうち水素エネルギーキャリアーや利用先の検討については他研究に譲るものとし、

\* 東京大学 大宅院工学研究科 電気系工学専攻  
〒113-8656 東京都文京区本郷7-3-1

E-mail : [kawai@enesys.t.u-tokyo.ac.jp](mailto:kawai@enesys.t.u-tokyo.ac.jp)

\*\* 国立研究開発法人産業技術総合研究所 ゼロエミッション国際共同研究センター  
〒305-8569 茨城県つくば市小野川 16-1

水素製造方法の比較と水素製造コストに関する経済性分析を実施する。

## 2. 先行研究と研究目的

### 2.1 先行研究の紹介

水素製造コストの試算は、これまでも数多くの研究・検討報告がなされている。例えば、西原らは、日本及び米国を対象にした水素製造・貯蔵・輸送を含む包括的なコスト試算の一部として、水電解による水素製造コストを報告している<sup>14)</sup>。阿部らによると、アルカリ水電解装置の水素製造コストは、300MW規模で13.8~16.3 cent/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>と試算している<sup>15)</sup>。また、電圧を利用した高圧アルカリ電解装置と常圧アルカリ電解装置から圧縮器を用いた経済性について、比較検討結果が報告されている<sup>16)</sup>。柴田によると、アルカリ電解とPEMによる水素製造コストと再エネや稼働率の感度分析が報告されている<sup>17)</sup>。近年では、国内ではNEDO事業や産総研から、水電解装置の性能、設備利用率、劣化による製造コストの影響が報告されており、電気代の設定にもよるが、1円~10円/kWh、及び設備利用率が0.2~0.9の様なレンジでは、水素製造コストは6円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>~100円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>以上にもなると、感度解析の結果が報告されている<sup>18)</sup>。海外ではIRENAからアルカリ水電解・PEMを中心にセルスタック(以下、CSと称する)及びそれ以外のプラントを運転するのに必要な機器・設備としてBalance of Plant(BoPと称する)の詳細なコスト内訳や感度解析等が実施されており<sup>25)</sup>、また米国エネルギー省(Department of Energy, 以下DOEと称する)やEUでもそれぞれ将来の水素製造コストの究極的な目標が掲げられている<sup>19,20)</sup>。DOEの目標は特に野心的で、2031年迄に、1 Dollar, 1 Kilogram, 1 Decadeをスローガンに、CS+BoPで\$200/kWhをターゲットにしている。為替レートを140円/USDとすると、12.5円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>となる。

### 2.3 研究目的

これまでの研究では、アルカリ電解やPEMについて報告されてきたが、近年の膜の長寿命化や電解装置能力向上等の研究成果と水素製造コストの影響について報告事例が少ない。また、国際的金属の供給制約から注目されてきている貴金属を使用しないAEM電解装置や、800~1,000°Cの高温動作するSOEC電解装置について熱回収を考慮したシステムの経済性分析事例も多くない。更に、CSやBoPのスコープを明確にした電解装置のシステムコスト、各種電解装置の運転圧力や温度等の影響、そして各種電解装置を同じ運転条件で経済性分析し、ユースケースを含めた比較(利点と欠点の評価)が必要である。従って、本研究の目的は下記の通りとする。

- 1) 各種電解装置のシステムを可能な限り同条件で経済性分析を実施し、水素製造コストに関する重要なファクターを定量化する
- 2) 可能性のある4つの水電解装置を可能な限り同条件で検討し、それぞれ利点と欠点を整理する
- 3) それぞれ4つの電解装置の利点と欠点から、ユースケースを提案する

## 3. 本研究の分析手法

### 3.1 電解装置の種類と特徴による分類

電解装置は大きく分けて4種類あり、アルカリ水電解装置、PEM型電解装置、SOEC電解装置、AEM電解装置である。以下それぞれの特徴とフロー図と共に紹介する。尚、本フロー図作成にあたっては、プロセスシステム用の専用シミュレーターで、AVEVA社のPro/II™ Simulationを使用した<sup>26)</sup>。尚、水電解装置の圧力については、国内の高圧ガス保安法では1MPaG以上が高圧ガス対象となる為、2つの圧力を設定する。先ず、日本では常用温度での圧力が1MPaG以上となる圧縮ガスの製造に対して高圧ガス法が適用となる。高圧ガス適用になると、定期的な安全検査・許可・型式や構造認証等が必要となる為、国内向けの水電解のセルスタックは、1MPaG以下の運転圧力とし、下流に圧縮機を設置する事が多い。運転圧力の設定については、いずれの電解装置も共通として0.8MPaGと3MPaGの両方を設定する。これは、通常運転圧に0.15MPa若しくは10%の余裕を見込み最高運転使用圧力を1MPaG以下とする為である。他方、海外では高圧ガス規則は無く、3MPaGの出口圧力をベースとする水電解装置が主流である。

#### 3.1.1 アルカリ水電解装置

図1に一般的なアルカリ水電解装置の評価装置を示す。V-001で保持された工業用水はP-001のフィードポンプでフィルター・純水製造装置に送液される。純水はその後アルカリ電解液及びV-003の水素セパレーターからの循環水と混合され、所定の温度・導電率・流量が管理される。アノード・カソード共に、20~40wt%の濃度のアルカリ水溶液を循環させながら、60~90°Cで運転される事が多い。水電解から製造される酸素ガスはV-002から排出され、大気ベントされる事が殆どである。また、水素ガスはV-003に送気され、水と水素ガスが分離されたあと、水素ガスはコンデンサーにて冷却されドライヤー装置にて水分除去される。その後、常圧アルカリ水電解装置の場合は、コンプレッサーにて多段昇圧されるが、これは境界条件にもよって段数が変わってくるが、本稿ではアルカリ電解装置のみならず他の電解装置においても3MPaGで統一する。表1に、各水電解装置の特徴を纏めた。

### 3.1.2 PEM 型電解装置

図2に一般的な PEM 水電解装置の評価装置を示す。アルカリ電解装置と大きく異なるのは、アルカリ電解溶液を使用する代わりに、プロトンを通す固体高分子電解質を使用し、カソード側にはイリジウムを、アノード側で白金を担持し、水の電気分解反応を低温で行う事を可能にしている。工業用水は P-001 で昇圧され、V-002 の酸素セパレーターに送液される。ここでは、水の電解装置から発生する酸素が上部より大気ベントされ、水は P-002 で所定圧力に昇圧され、水の純水装置に送液される。PEM 水電解装置で使用する純水は、電解質膜の分解物やシール部材や配管由来等のコンタミ成分が純水に蓄積するので、導電率を 0.1 $\mu$ S/cm 以下等に管理される。水素ガスは、他の水電解装置と同様に、V-003 に送気され、境界条件の指定圧力を満たす為の圧縮機一式の機器が設置される。

### 3.1.3 SOEC 電解装置

図3に示す通り、SOEC の一般的な装置構成を示す。SOEC は固体酸化水電解装置以外にも、高温水蒸気電解装置とも呼ばれるが、これは動作温度が 700 $^{\circ}$ C~1,000 $^{\circ}$ C と高温である為である。高温により、イオン電導性が大きくなり、電解質の内部抵抗が下がる為、水の電解反応効率が上昇する。また、高温程、ギブス自由エネルギー変化が減少（負の値が大きくなる）ため、水の電気分解が進行しやすくなる。この高温のメリットを享受する為、水はいくつかの熱交換器や電気炉を通して加温されていく。具体的には、供給された水は、SOEC からの高温酸素及び水素を熱源に効率よく昇温される。700 $^{\circ}$ C~1,000 $^{\circ}$ C迄昇温された水は、水蒸気として SOEC に導入される。

### 3.1.4 AEM 電解装置

図1に示す通り、AEM 電解装置は低濃度のアルカリ溶液を使用するのでフロー構成はアルカリ水電解装置と類似しているが、PEM 電解装置と異なり、固体高分子電解質はアニオンを通す点、また電極に貴金属を使用しない点が大きく異なる。低濃度のアルカリ溶液により、膜のイオン交換機能を保ち伝導性も維持しながらも、膜の表面をクリーンに保ち、堆積物の蓄積を防ぐ事が特徴として挙げられる。

## 3.2 経済性分析の評価項目

電解装置は CS そのものと、それを構成する BoP で成り立っているが、本稿における経済性分析の評価項目は下記の通りである。なお、電流密度、アルカリ溶液の濃度、動作温度等のセルスタック性能に直接影響のあるミクロ的な項目や再エネ稼働率による水素製造コストの影響について

は他の研究で譲るものとし、年間設備稼働率は 0.91 (年間稼働時間 8000hr) で固定とした。

- CS の水素製造能力: 1Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 製造あたり必要なエネルギーで、3.0kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>~5.0kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>
- 劣化率: セルスタックの 1000hr あたりの劣化率
- CS の寿命: 20,000~120,000hr
- 電解装置の単価: CS+BoP のコストとして、2.8 万円/kW~10 万円/kW
- 電気代: 1 円/kWh~10 円/kWh
- CS と BoP の割合: 50% vs 50%, 40% vs 60%, 30% vs 70%
- 大量生産による電解装置のコスト削減効果
- 貴金属の影響

## 3.3 経済性分析の評価方法

ベースシナリオ及び感度解析のパラメーターを表2に纏める。ベースシナリオの定義は、現状国内外水電解装置メーカーによる性能を設定している。他方、電解装置コストのケース設定のうち、2.8 万円/kW はかなり野心的数値ではあるが、CS 及び BoP とも工場の製造能力増強や製造ラインの自動化によって指数関数的に低減化出来る事が期待されている。その結果、将来的には DoE が示している 2.8 万円/kW (\$200/kW, 為替が 140 円/USD) や経産省の 5 万円/kW の様な野心的な電解装置コストが達成出来るものと考えた<sup>2)</sup>。

また、電解装置コストについては図4の様に、インハウズデータ及び各種文献を参照に、年間製造量アップを考慮したスケールメリットの効果を設定した。それでも、電解装置のコスト削減効果には不確定要素が含まれる為、Upper ケースと Lower ケースとして、Base ケースから±50%のレンジを設定し感度分析を行った。

更に、我が国がカーボンニュートラル達成の為に掲げられた水素製造価格は、CIF 価格として 2030 年に 30 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>、2050 年に 20 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>、である。これを達成する為に各パラメーターの影響度合いを定量的に把握しておく必要がある。従って、水素輸送コストを鑑み、水素製造コストのターゲットは 30 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 以下とし、考察を展開する。

その他、製造コストには、工業用水、運転員、プラント保守費、触媒・薬品消費費、借地費、減価償却、保険、Contingency、一般管理費等を含み、均等化水素原価 (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) として下記の式を用いて算出した。

$$LCOH = \sum_{n=1}^N \frac{\sum_{t=0}^{t=tmax} (CAPEX_{n,t} + OPEX_{n,t})(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^{t=tmax} \{H_t(1+r)^{-t}\}}$$

CAPEX<sub>n,t</sub>: 設備 n の t 年における設備費用

OPEX<sub>n,t</sub>: 設備 n の t 年における運転費用

Ht: t 年における年間水素製造量

r: 割引率 (5%)

t: 年 (25 年)

tmax: 設備 n の耐用年数

## 4. 結果・考察

### 4.1 ベースケースの計算結果

図 5 の通り、ベースケースの結果を示す。電解装置の CS 能力が 5.0 kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 及び CS 寿命が 80,000 時間とした場合、電気代は 2 円/kWh 以下且つ電解槽コストが 5.5 万円/kW で水素製造コストが 30 円以下となる事がわかる。また、電解装置の大量生産により装置コストが 10 万円/kW から 2.8 万円/kW に低下すると、水素製造コスト 30 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 以下の対象範囲が大きくなる。

### 4.2 CS 寿命の感度解析

図 6 に示す通り、BoP (プラント) の寿命は一般的に 25 年で設定される事が多いが、CS の寿命は今後の膜や電極の開発状況次第でもある。特に、PEM, SOEC, 及び AEM は長期連続の寿命実績が無く、20,000 時間~120,000 時間での影響を水素製造コストに還元し定量化を実施した。結果、60,000~80,000 時間以上になると変曲点を迎え、水素製造コストへの影響が小さくなる事が分かる。これは、BoP の寿命が 25 年毎であるのに対し、CS は例えば 40,000 時間である場合は 5 年毎にセルスタック全交換なので、BoP 寿命までに 5 回の交換、100,000 時間である場合は 12.5 年毎にしなければならない為 2 回の交換で済む事を意味している。以上より、CS の寿命は 60,000~80,000 時間以上期待したい。

### 4.3 電解装置能力の感度解析

水の電気分解装置の能力理論値は常温で 3.5kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>、800℃の高温ではギブス自由エネルギー変化が有利に働く為、2.6kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> となる。これまで過去実証や研究による報告によると、SOEC は高温につき 3.2kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>、またその他の電解装置では 4.3kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>~5.0kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> とされている<sup>22)</sup>。従って、図 7 で示す通り、電解装置能力のレンジは 3.2 kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>~5.0 kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> で感度解析を実施した。結果、ベースシナリオでは、電解装置能力は現状能力の 5.0 kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> である為、電解装置コストが 2.8 万円/kW であっても、電気代が 2 円/kWh 以下にならないと水素製造コストは 30 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 以下とならない。他方、電解装置能力が 4.0kWh/Nm<sup>3</sup> 以下になれば、電気代が 5 円/kWh でも水素製造コストを 30 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 以下にする事が可能である。以上の感度解析から、水素製造コストを 30

円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 以下にすべく、電解槽能力としては 4.5kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 以下を目指したい。

### 4.4 製造能力・マスプロダクションによる感度解析

電解装置の工場の製造能力拡大に伴い、CS 及び BoP の電解装置コストは下がってくるが、色々な制約条件を受ける可能性がある。例えば、CS は電解膜・シートの年間最大生産量や各部品の組み立て工場の年間最大生産量、また BoP は変圧器や整流器、また熱交換器、ベッセル、ポンプやコンプレッサー等の各ベンダーの年間製作能力の影響も受ける可能性が高い。即ち、各工場での CS の部材やそれら組み立て、また BoP の機器製造能力次第で、将来の電解装置の製造コスト削減幅が決まる。従って、本セクションでは、インハウスデータ及び各種文献から、CS:BoP の割合を 50%:50%にしたケース、40%:60%にしたケース、30%:70%にしたケースで感度解析を実施した。結果を図 8 に示す通り、CS の割合が下がれば水素製造コストは下げられる。しかし、図 9 の通り、水素製造コストに与えるパラメーターとして大きな影響を占めるのは電気代であるが、電気代が安くなればなるほど、当然の様にプラント保守費や減価償却の割合が大きくなる。CS と BoP のコスト割合における水素製造コストへの影響、例えば CS の製造コストの方がより低減化図れた場合を見越し、CS と BoP のコスト割合が 5:5 から 3:7 になると、水素製造コストは保守費と減価償却の分、1~2 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 程度低くなる。これは、CS と BoP どちらかを下げるというよりは、電気代や電解装置のシステム (CS+BoP) そのものの削減の方が、水素製造コストへの影響が大きい事を示している。

### 4.5 電解装置のフットプリントと水素製造効率

各種公知データから、10MW の水電解装置のフットプリントと水素製造効率をそれぞれ比較する。含まれる機器は、図 2~図 4 の通りであるが、アルカリ溶液を使用するアルカリ水電解装置及び AEM 電解装置については、排水処理装置もフットプリントに含めて、1m<sup>3</sup> あたり水素製造出来る Nm<sup>3</sup>/h の能力を計算し図 10 に纏めた。結果、PEM 電解装置が最もフットプリント当たりの水素製造効率が最も高く、3.0Nm<sup>3</sup>/h・m<sup>3</sup> となり、AEM が 0.5Nm<sup>3</sup>/h・m<sup>3</sup> と水素製造効率が最も低い結果となった。PEM は、非常に薄いプロトン交換膜が使用され、アルカリ溶液等の処理を必要とせず、且つ低温で動作する為に装置をコンパクトに出来る事が知られている。

### 4.6 貴金属の影響

PEM 電解装置にはアノードに酸化イリジウムが使用されており、世界的な金属資源供給不足及びそもそも PGEs

(Platinum Group Elements)という貴金属の副産物であり南アフリカからの供給が9割を占める事から、PEM電解装置が普及したとしても貴金属資源供給の制約を受ける可能性がある。貴金属の使用量を下げる研究は盛んに行われており、将来的に貴金属の使用量がCSコストにどの程度影響するかを検討した。結果、図11に示す通り、イリジウムの年間生産量は7tonである。更に、金属のローディングが現状の1g/kWから、例えば0.05g/kWまで下がると、現状年間7GWから140GWのPEM電解装置を製造出来る可能性がある。しかしながら、イリジウム年間生産量全てがPEM電解装置のCSに使用される訳ではないので、イリジウム全体使用量のうち、例えばイリジウム年間生産量7ton/yのうち20%が使用されたとすると、 $140GW \times 20\% =$ 年間28GWの水電解装置を賄えることになる。ここで、Johnson Mattheyの情報によるとこの1年間のイリジウム取引価格は、4,500~5,000 USD/troy ozなので<sup>23)</sup>、平均すると、2.1万円/g-Iridiumである。ここで、触媒貴金属のイリジウムのローディングが現状1g/kWとすると、イリジウム価格によるCSへのコスト影響としては、2.1万円/kWとなる。他方、このイリジウムのローディングが、0.5g/kW~0.05g/kW迄下がった場合は<sup>24)</sup>、1.05万円/kW~0.1055万円/kWまで下がる可能性がある。今後は、更なる貴金属使用料を低減化する検討や、また非貴金属触媒の重要性の高まりから開発の動向が注目される。

#### 4.7 水電解装置の圧力の影響

水電解装置の運転圧力を8barGと30barGとした場合の、コンプレッサーの動力、フットプリント、及びそのコストの影響を表3に示す。電解装置能力10MWに足してコンプレッサー動力は、機械効率を90%、ポリトロリック効率を85%とし、インタークーラーと合わせて0.36MWとなった。電気容量としては、電解装置容量の2.9%程度であり、システムコストについても数%以下である事が分かった。一方フットプリントについては、コンプレッサー及びその周辺設備であるK.O.(Knock Out)ドラム及びインタークーラーが必要である事から、750m<sup>2</sup>程度の土地が新たに必要である。以上から、水電解装置の圧力上げた時に膜や電極への寿命に影響が無い場合は、コンプレッサーを設置せず、電圧により運転圧力を上げた方が経済メリットがある。

### 5. 考察

カーボンニュートラル社会を目指すべく、これまで化石燃料由来で製造された水素のグリーン化の役割は非常に大きい。燃料の水素化だけではなく、今後はe-Methaneの様な合成気体燃料、またメタノールやSAFといった合成液体

燃料製造においても、水素製造コストの低減化は必須である。これまで4つの電解装置とそれぞれの特徴を見てきた通り、一長一短があり、一つの電解装置がグリーン水素の市場を占める事は考えにくい。むしろ、それぞれの特徴を最大限活かした使い方(ユースケース)があるのではないかと考えており、考察として纏める。まずアルカリ水電解装置の水素製造コスト(LCOH)は、ベースケースで膜寿命を60,000hrとし、かつ電気代が1円/kWh~10円/kWhの範囲では、26円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>~83円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>であった。技術成熟度が高く、既に工場単位で100MWを超す電解装置は稼働してきた。しかしフットプリントはPEMと比べ大きく、またアルカリ溶液の管理が煩雑になる。従って、工場単位で広い敷地面積がある場所で、産廃処理が問題にならない工業地域では、アルカリ水電解装置は選定されやすいのではないかと考える。次にPEM水電解装置の水素製造コスト(LCOH)は、ベースケースで膜寿命を40,000hrとし、かつ電気代が1円/kWh~10円/kWhの範囲では、23円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>~84円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>であった。アルカリ水電解と比べ、非常にコンパクトなフットプリントであるものの、貴金属の制約回避が難しい事から、ある程度貴金属供給が確保出来る範囲で、且つ水電解装置を導入しようとする工場が敷地面積の制約を受ける場合は、設置候補になり得るであろう。また、金属制約を受けないAEMは、水素製造コスト(LCHO)はやや高めめの35円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>~97円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>ではあるが、貴金属を使用しないで良い部分は魅力的である。但し、現状フットプリントが大きく今後の水素製造効率向上に期待されている。そもそも、小型サイズをナンバリングしていく事から、大型工業設備というよりは、家庭用、ビルディング、水素ステーション等を使用先候補に挙げられるのではないかと考える。最後に、SOECは、高温動作につき膜や電極の寿命については足元10,000~20,000hr程度と想定されるものの、水素製造コストは21円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>~46円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>で最も安くなる可能性がある。利点にも欠点にもなり得るが、動作温度が高いが故に、廃熱や余熱設備が近くにある場合はその性能が大きく発揮される。例えば、合成燃料で、アンモニア、メタン、メタノール、FT(Fischer Tropsch)等を製造する場合、発熱反応であるため熱が余剰となる。これらの熱をSOECの余熱に使用すれば、システム効率の大幅な改善に繋がる。実際、東芝社・Topsoe社やJPECレポートによると、SOECと合成燃料製造の組み合わせにより、大幅な省エネ化を図っている<sup>27,28,29)</sup>。しかし、AEMと同様に、SEOCも未だ研究~実証レベルであり、スケールアップ及び膜の長寿命化等、解決しなければならない課題がある。今後も開発の進展・動向を追いかけていく必要がある。

## 6. おわりに

本研究では、アルカリ水電解、PEM電解、SOEC、AEMの4種類の水電解装置における境界条件及びCAPEX・OPEXを含めた水素製造コストを検討した。結果、水素製造コストを30円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>以下にする為に必要な目標値、水電解装置の能力 $\leq 4.5$  kWh/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>、CS+BoPのコスト $\leq 5$ 万円/kW、膜の寿命 $\leq 60,000 \sim 80,000$ 時間、電気代 $\leq 5$ 円/kWhを定量化出来た。また、4つの電解装置はそれぞれ特徴があり、ユースケースの設定次第で、うまく使い分けが出来る事を提案した。

今後の課題として、CS及びBoPの各機器の工場生産や貴金属以外の金属資源の供給制約を考慮していく必要がある。例えば、半導体のシリコンは世界的に不足しており、またこれまで供給制約が顕著にならなかった、ニッケルやモリブデン等は鋼材に使用されており、価格が高騰している。メーカー側の資材確保及び工場の製造ラインの制約についても慎重に分析していく必要がある。

### 参考文献

- 1) 経済産業省; 2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略; (2021)  
[https://www.meti.go.jp/policy/energy\\_environment/global\\_warming/ggs/pdf/green\\_honbun.pdf](https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/ggs/pdf/green_honbun.pdf) (アクセス日 2023.11.22)
- 2) 環境省; 温室効果ガス排出・吸収量等の算定と報告; 2.1 CO<sub>2</sub> 排出量全体; (2021)  
<https://www.env.go.jp/content/000166768.pdf> (アクセス日 2023.11.22)
- 3) 今川智稀, 小宮山涼一, 藤井康正; CCU 技術を詳細化した技術選択モデルによる日本の 2050 年カーボンニュートラル実現可能性に関する分析 CCU 技術を詳細化した技術選択モデルによる日本 2050 年カーボンニュートラル実現可能性に関する分析, エネルギー・資源学会論文誌, 44-1 (2023), pp.1-13
- 4) 千代田化工建設;  
[https://www.chiyodacorp.com/media/Spera\\_201802\\_e.pdf](https://www.chiyodacorp.com/media/Spera_201802_e.pdf) (アクセス日 2023.11.22)
- 5) 川崎重工; <https://www.khi.co.jp/hydrogen/> (アクセス日 2023.11.22)
- 6) 大槻貴司, 柴田善朗; 合成メタン等の製造・供給費用試算, 第9回メタネーション推進官民協議会, (2022)  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/methanation\\_suishin/pdf/009\\_03\\_04.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/methanation_suishin/pdf/009_03_04.pdf) (アクセス日 2023.11.22)
- 7) 経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部; 水素基本戦略の個別論点と水素産業戦略について, (2023)  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/suisonenryo/pdf/031\\_03\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suisonenryo/pdf/031_03_00.pdf) (アクセス日 2023.11.22)
- 8) NEDO 水素・燃料電池成果報告会 2022; 再エネルギー利用水素システムの事業モデル構築と大規模実証に関わる技術開発, (2022)  
<https://www.nedo.go.jp/content/100950548.pdf> (アクセス日 2023.11.22)
- 9) NEDO 水素・燃料電池成果報告会 2022; CO<sub>2</sub> フリーの水素社会構築を目指した Power to Gas システム技術開発, (2022) <https://www.nedo.go.jp/content/100950549.pdf> (アクセス日 2023.11.22)
- 10) 再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議; 水素基本戦略, (2023)  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/suiso\\_seisaku/pdf/20230606\\_2.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_2.pdf) (アクセス日 2023.11.22)
- 11) Galyamin, Dmitry, et al., Unraveling the Most Relevant Features for the Design of Iridium Mixed Oxides with High Activity and Durability for the Oxygen Evolution Reaction in Acidic Media, JACS Au, 3.9 (2023), pp.2336-2355.
- 12) E. Kawai, A. Ozawa, L. Benjamin; Role of carbon capture and utilization (CCU) for decarbonization of industrial sector: A case study of Japan, Applied Energy, v.328 (2022), 120183 (アクセス日 2023.11.22)
- 13) World Economic Forum; Clean Skies for Tomorrow, Insight Report (2020)  
[https://www3.weforum.org/docs/WEF\\_Clean\\_Skies\\_Tomorrow\\_SAF\\_Analytics\\_2020.pdf](https://www3.weforum.org/docs/WEF_Clean_Skies_Tomorrow_SAF_Analytics_2020.pdf)
- 14) 西原哲夫, 武田哲明; 水素供給コストに関する評価, (2005), JAERI-Tech 2005-038  
<https://jopss.jaea.go.jp/pdfdata/JAERI-Tech-2005-038.pdf> (アクセス日 2023.11.22)
- 15) 阿部勲夫, 水電解法による水素製造とそのコスト. 水素エネルギーシステム, 33-1 (2008), pp.19-26.
- 16) 客野貴広, 服部紀公士, 伊藤衡平, 恩田和夫; 高圧水電解による高圧水素の製造動力の推定, 電気学会論文誌 B, 124-4, (2004), pp.605-611.
- 17) 柴田善朗, 再生可能エネルギーからの水素製造の経済性に関する分析, 41-2(2015), pp.41-58.
- 18) NEDO 成果報告書; 水素エネルギー導入価値評価手法に関する調査研究, (2023)
- 19) The U.S. Department of Energy; Hydrogen Shot Summit, (2021) <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot-summit> (アクセス日 2023.11.22)
- 20) European Partnership; Clean Hydrogen JU – SRIA Key Performance Indicators (KPIs), (2022) <https://www.clean->

[hydrogen.europa.eu/knowledge-management/strategy-map-and-key-performance-indicators/clean-hydrogen-ju-sria-key-performance-indicators-kpis\\_en](https://hydrogen.europa.eu/knowledge-management/strategy-map-and-key-performance-indicators/clean-hydrogen-ju-sria-key-performance-indicators-kpis_en) (アクセス日 2023.11.22)

- 21) 経済産業省; 水素・燃料電池戦略ロードマップの達成に向けた対応状況, (2020)  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/suiso\\_nenryo/roadmap\\_hyoka\\_wg/pdf/002\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/roadmap_hyoka_wg/pdf/002_01_00.pdf) (アクセス日 2023.11.22)
- 22) 永田憲和; 東芝における高温水蒸気電解技術開発の現状と今後の展望, 水電解水素製造に関する要素技術・研究開発動向・展望 (セミナー), (2023)
- 23) Johnson Matthey; <https://matthey.com/products-and-markets/pgms-and-circularity/pgm-management> (アクセス日 2023.11.22)
- 24) Minke, Christine, et al., Is iridium demand a potential bottleneck in the realization of large-scale PEM water electrolysis?. international journal of hydrogen energy, 46-46, (2021), pp. 23581-23590.
- 25) IRENA(International Renewable Energy Agency); Green Hydrogen Cost Reduction; (2020) [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf) (アクセス日 2023.11.22)
- 26) AVEVA 社, PRO/II™ Simulation  
<https://www.aveva.com/en/products/pro-ii-simulation/> (アクセス日 2023.11.22)
- 27) 東芝; <https://www.global.toshiba/jp/products-solutions/hydrogen/research.html> (アクセス日 2023.11.22)
- 28) Topsoc; <https://www.topsoc.com/our-resources/knowledge/our-products/equipment/soec> (アクセス日 2023.11.22)
- 29) JPEC; [https://www.pecj.or.jp/wp-content/uploads/2023/04/JPECForum\\_2023\\_program\\_006.pdf](https://www.pecj.or.jp/wp-content/uploads/2023/04/JPECForum_2023_program_006.pdf) (アクセス日 2023.11.22)

図表類

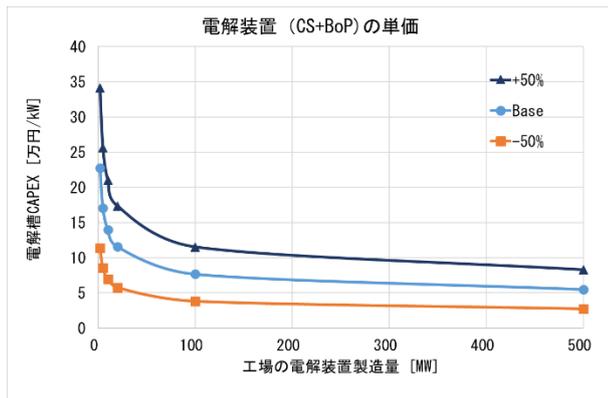


図5 ベースケースの計算結果

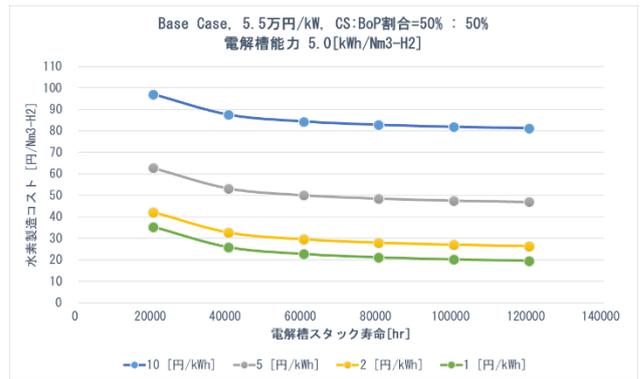


図6 CS寿命による水素製造コストへの影響

	5.0 kWh/Nm3-H2 500 MW	電気代 円/kWh					
		20	13	10	5	3	2
電力	円/year	80%	76%	74%	64%	54%	46%
工業用水	円/year	0%	0%	0%	0%	0%	0%
運転員	円/year	0%	0%	0%	0%	0%	0%
プラント保守費	円/year	3%	4%	5%	9%	12%	16%
消耗費	円/year	0%	0%	0%	1%	1%	1%
借地費?	円/year	0%	0%	0%	0%	0%	0%
減価償却 (10年)	円/year	4%	6%	7%	13%	18%	23%
保険	円/year	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Contingency	円/year	4%	4%	4%	4%	4%	4%
合計	円/year						
一般管理費	円/year	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Total OPEX	円/year	100%	100%	100%	100%	100%	100%

図9 電解装置に占めるOPEXの割合

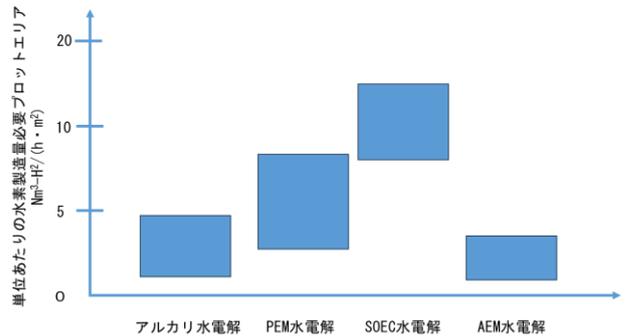


図10 各水電解装置のフットプリント・水素製造効率



図11 貴金属・イリジウムの製造量

表 1 各電解装置の特徴と Pros&Cons サマリー<sup>19, 20, 21, 25)</sup>

	アルカリ型 (従来型・加圧型)	PEM (固体高分子型)	SOEC (高温水蒸気型)	AEM (アニオン交換膜型)
動作温度[°C]	70~90	40~80	700~1,000	40~60
動作圧力[barG]	ATM~30	ATM~70	1~数barG	ATM~35
モジュール標準容量[MW]	5~20	5~20	< 5	kWオーダー
電流密度[A/cm2]	0.2~0.8	1.0~2.0	0.3~1.0	0.2~2.0
エネルギー効率[%]	65~82	65~78	85~90	アルカリ・PEMと同程度
技術成熟度	既に商用化	既に商用化	技術開発は済、実装段階	販売開始するも未成熟
セルスタック寿命[hour]	60,000	40,000 - 80,000	< 20,000	> 5000
設備コスト	PEMより安価	電極に貴金属(Ir等)を使用し、膜は大量生産に至らず、設備コストが割高	製造に安価な材料を使用可	商業規模で技術が確立されれば最も安価になる可能性有り
Pros	・製造コストが安価。卑金属を使用。 ・最も歴史が長く技術的に成熟。	・フットプリントが最もコンパクト。 ・負荷追従性が高い。	・エネルギー効率が非常に高い。 ・合成燃料製造プロセスと熱インテグにより省エネ化。	・アルカリ型と同様に卑金属が使用可能。
Cons	・負荷追従性が良くない。 ・起動停止の繰り返しにより電極が劣化(逆電流の発生)。	・貴金属(Ir等)を使用するため高コスト、かつ量の確保が課題。 ・発生したガス分子がPEM膜を透過することで膜の化学反応を起こし劣化させる。	・高温につき電極や膜の寿命が短い。 ・ジュール熱によって温度維持が困難な場合は、外部熱供給が必要な場合がある。	・電極の寿命が短く、また高性能なアニオン交換膜の開発(長寿命化)が課題。 ・フットプリント削減が必要

表 2 ベースケースと感度解析のパラメーターサマリー

	ベースケース	感度解析
電解槽 (CS) 年間製造能力	500 MW	20MW, 100MW
電解槽 (CS) 能力	5.0 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	3.2, 4.0, 4.5 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>
CS 寿命	80,000 時間	20,000~120,000 時間
CS と BoP の割合	50:50	40:60, 30:70
電気代	5 円/kWh	1 円/kWh~10 円/kWh
電解装置コスト	図 4 参照	Base の±50%

表 3 10MW の水電解装置 運転圧力 0.8MPaG vs 3MPaG の影響

	0.8MPaG	3MPaG
水電解装置高圧ガス対応要否	否	要
コンプレッサー要否	要	否
コンプレッサー動力	+0.19MW	-
コンプレッサー敷地面積	10m x 15m	否
インタークーラー要否	要	-
インタークーラー熱量	+0.17MW	-
コストの影響	コンプレッサー+周辺機器	高圧ガス対応費用分
	+2~3 億円程度	

数値は10MWベースの概略物質熱収支

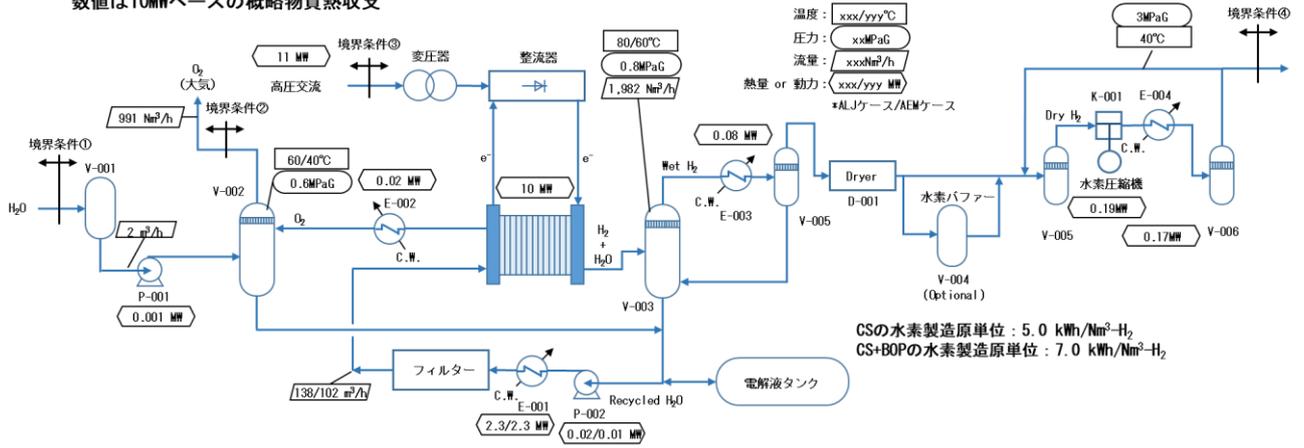


図1 10MW ベースの ALK 及び AEM の電解装置概略フローと物質熱収支

数値は10MWベースの概略物質熱収支

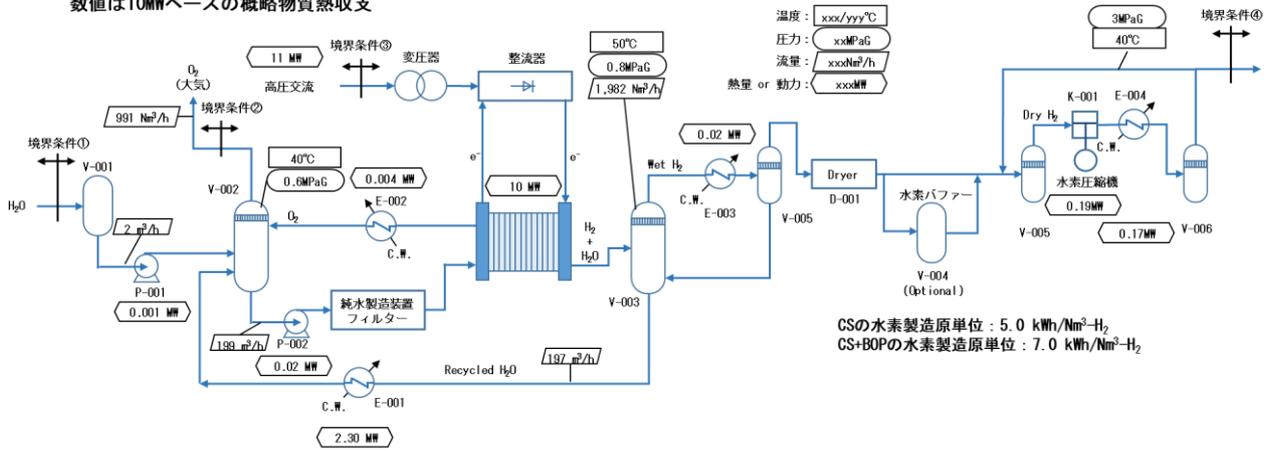


図2 10MW ベースの PEM 電解装置概略フローと物質熱収支

数値は10MWベースの概略物質熱収支

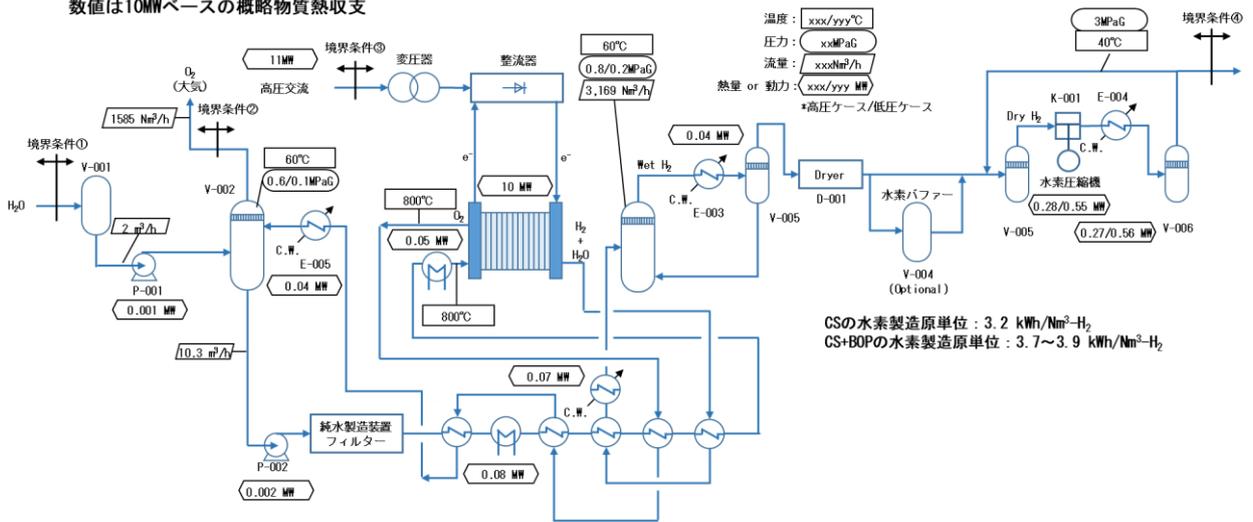


図3 10MW ベースの SOEC 電解装置概略フローと物質熱収支

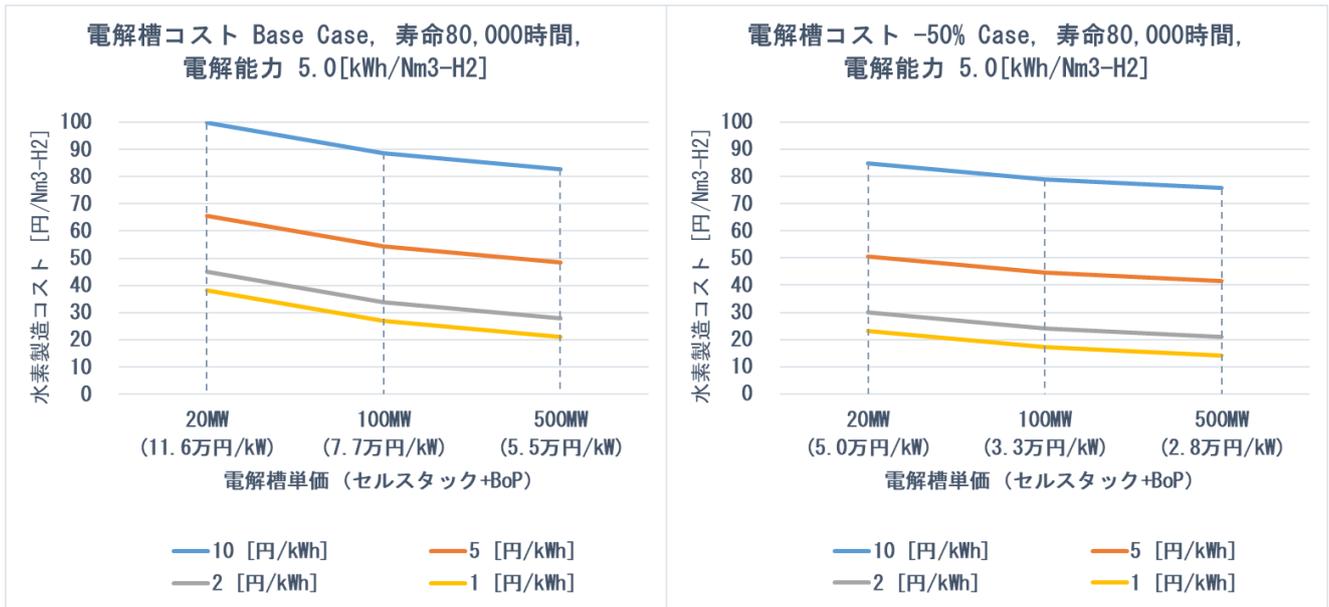


図4 電解装置（CS+BoP）の製造能力と単価の設定

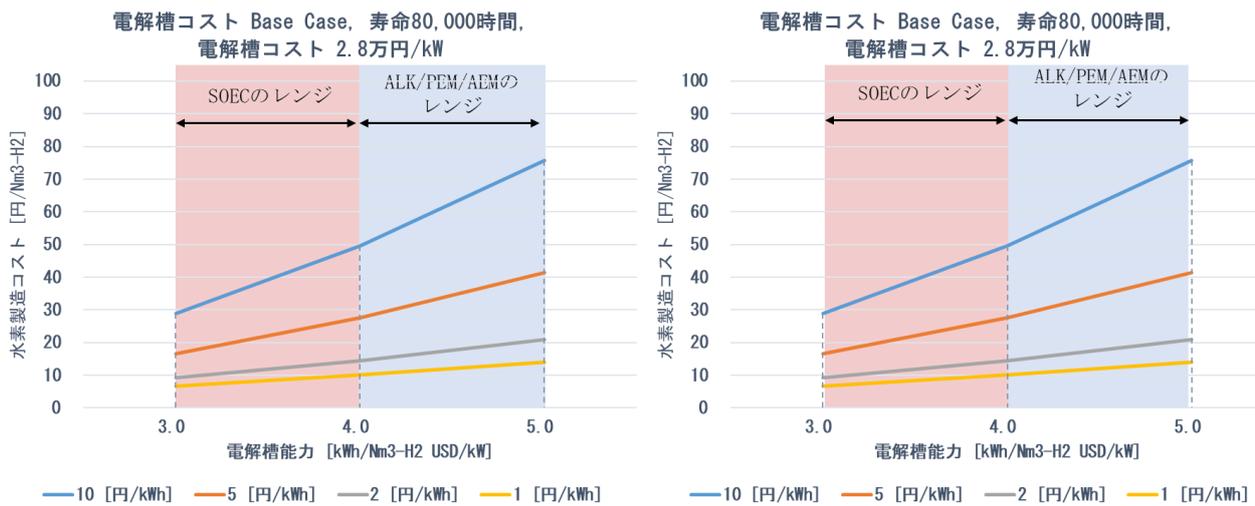


図7 電解装置性能による水素製造コストへの影響

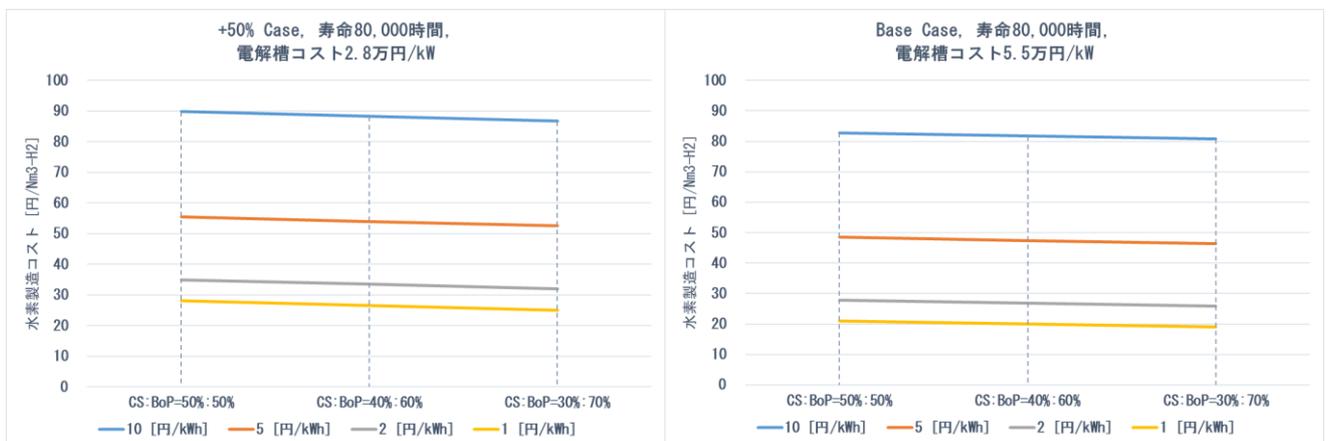


図8 CS と BoP の割合による水素製造コストへの影響