

低炭素社会の実現に向けた  
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく  
イノベーション政策立案のための提案書

## 固体酸化物形燃料電池システム (Vol.8)

—水素社会構築に向けたエネルギー変換および利用技術の評価—

令和3年2月

**SOFC Systems (Vol. 8):**

Evaluations of Energy Conversion and Utilization Technologies for Hydrogen Economy

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action  
toward Low Carbon Societies

国立研究開発法人科学技術振興機構  
低炭素社会戦略センター

LCS-FY2020-PP-02

## 概要

固体酸化物形燃料電池 (SOFC) を用いた水蒸気電解システムによる水素製造コスト評価を実施した。水素製造システムの設計と水素製造効率の最適化を通じて水素製造コストの低減に向けた必要条件についてまとめた。さらに、将来の水素社会の構築を念頭に、水素ステーションのコスト構造を明らかにした。水素ステーション設置コストを含む水素製造コストは、電力コストが 15 ~ 2.5 円 /kWh の範囲において、稼働率が 33% では 120 ~ 70 円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> になり、稼働率が 90% では 86 ~ 37 円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> になることが示された。

以上の水素ステーション普及に向けた検討から、水蒸気電解システムの寿命向上とコスト低減は必須である。電気化学的昇圧 (電気化学的水素ポンプ) やアンモニアなどのエネルギーキャリアの利用などの技術オプションの活用も検討することで、ガソリン価格に相当する水素製造コストである 40 円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 達成に至る技術革新の道筋を提案する。

## Summary

Cost evaluation of hydrogen production with a steam electrolysis system using a solid oxide fuel cell (SOFC) was conducted. Through designing a hydrogen production system and optimizing hydrogen production efficiency, necessary conditions for reducing the hydrogen production cost were summarized. In addition, with the future construction of a hydrogen economy in mind, the cost structure of a hydrogen station was clarified. It was shown that the hydrogen production cost, including the establishment cost of a hydrogen station, would be 120 - 70 JPY/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> with an operation rate of 33% and 86 - 37 JPY/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> with an operation rate of 90% when the electricity cost is assumed to be in the range of 15 - 2.5 JPY/kWh.

Through the investigations stated above toward the widespread use of hydrogen stations, it is essential to improve the lifetime of the steam electrolysis system and reduce its cost. By studying the utilization of technological options such as usage of electrochemical pressure rising (electrochemical hydrogen pump) and energy carriers like ammonia, we propose the process of technological innovation toward cost reduction to achieve a 40 JPY/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> hydrogen production cost, which is equivalent to gasoline prices.

## 目次

### 概要

1. 本提案／報告の位置づけ .....	1
1.1 本提案／報告等の低（脱）炭素社会実現等における位置づけ、意義 .....	1
1.2 水電解プロセスの研究開発の動向 .....	1
1.3 水素製造・利用に関連した政策の動向 .....	1
2. 水蒸気電解システムおよびオンサイト型水素ステーションの技術評価 .....	2
2.1 SOEC セル・モジュールおよび水蒸気電解システムの設計と最適化 .....	2
2.2 FCV 用水素ステーションの評価 .....	6
3. 結論 .....	11
4. 政策立案のための水素ステーション開発の提案 .....	11
参考文献 .....	11
付録 .....	14

## 1. 本提案／報告の位置づけ

### 1.1 本提案／報告等の低（脱）炭素社会実現等における位置づけ、意義

水素は気候変動問題に対する有効な解決手段の一つとして位置づけられており、燃料からの二酸化炭素の排出削減に加え、鉄鋼業、石油精製、化学産業、長距離輸送（エネルギーキャリア）等の各分野における低炭素化・脱炭素化の問題解決の手段として期待される [1]。現在の状況下では、天然ガスから水素を製造するプロセスが安価であるが、将来的には、太陽光発電などの再生可能エネルギーからの水素製造コストの低下が期待できる。その結果、再生可能エネルギーの資源に恵まれている国々では、再生可能エネルギーからの水素製造コストが、天然ガスからのそれよりも低くなる可能性も指摘されている [1]。我が国においても再生可能エネルギーのコストの低減が進み、将来的には水電解による水素製造のコストの大幅な低減が期待できる。一方、水素の普及に向けては、燃料電池自動車（乗用車や商業車）用の水素ステーションに代表されるインフラストラクチャの整備を進めることも重要であることが指摘されている [1]。したがって、水素製造コストに加え、水素インフラのコスト評価は、我が国の水素普及に向けて重要な検討項目になる。

本提案書では、燃料電池を用いた再生可能エネルギーからの水素製造システム評価を行い、その結果に基づき水素ステーションの設計とコスト評価を行った。さらにそれらの一連の評価を通じて、水素ステーション普及に向けた提言についてまとめた。JST-LCS では、これまでも固体酸化物形燃料電池（Solid Oxide Fuel Cell: SOFC）を用いた水蒸気電解セル（Solid Oxide Electrolyzer Cell: SOEC）および SOEC システムの技術および経済性に関する評価を行ってきた [2～5]。ここで、SOEC の単セルを SOEC セルと記述し、SOEC セルを積層したスタックを SOEC モジュールと記述する。また、SOEC モジュールと圧縮機や蓄圧器などから構成される水蒸気電解システム全体を SOEC システムと定義する。本提案では、これらの SOEC および SOFC [6, 7] の技術評価の知見に基づき、水素ステーションのコスト評価を行った。評価の際、日本政府の水素ステーションの設置基準について参照し、その設置基準に基づく仕様がコストに与える影響について検討した。

### 1.2 水電解プロセスの研究開発の動向

水の電気分解による水素製造はアルカリ水電解が現在の標準的な技術 [8] であるが、固体高分子形燃料電池（PEFC）の利用による水電解セル（Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer Cell : PEMEC）が広く検討されており [9～11]、電極材料の性能向上と低コスト化も進められている [12]。PEMEC アノードにはイリジウムを中心とした貴金属電極触媒が用いられており、カソードには白金を中心とした貴金属電極触媒が用いられる [11]。したがって、PEMEC は電極材料のコストが非常に高くなるが、最近の報告においてイリジウムをチタンシート上に高分散化した電極デザインにより低コストかつ高耐久性を有する電極触媒が開発されている [12]。

一方、SOEC システムの研究開発も精力的に進められている [13～18]。SOEC は PEMEC と比較して高効率であるが、電極材料の劣化が課題であり、劣化のメカニズム解明と高効率な電極材料開発の研究が進められている [15, 16]。さらに、基礎研究と共に、国内では商用機としての研究開発が進められている [17, 18] 本提案書では、これらの SOEC の研究開発を基に、水素ステーションへの設置を前提とした水蒸気電解システムの設計と最適化を行った。

### 1.3 水素製造・利用に関連した政策の動向

2014年4月に第4次エネルギー基本計画が閣議決定された。それに伴い、官民学で水素社会に向けたロードマップを策定する旨が記載され、経済産業省により2014年6月に「水素・燃料電池戦略ロードマップ」が策定された。2016年3月の1回目のロードマップの改訂版では水素ステー

ション整備体制の構築検討について記載があり、2019年3月の2回目の改訂版では水素ステーションの設置目標に向けたアクションプランが追加された。その間、2017年12月に水素基本戦略が閣議決定され、2018年7月の第5次エネルギー基本計画では、水素を再生可能エネルギーとならぶ新たなエネルギーの選択肢とすることが述べられている。

水素・燃料電池戦略ロードマップ（2019年3月改訂版）では、2030年までに燃料電池自動車（Fuel Cell Vehicle: FCV）80万台程度の普及を想定している。これに伴い、水素ステーション（Hydrogen Refueling Stations; HRSs）をはじめとした水素インフラの導入が求められている。2020年10月現在、わが国におけるHRSの設置数は全国135か所であり、2030年度には900か所の設置が計画されている。水素ステーションには、水素の供給を外部（例えば、液化水素、高圧タンク、パイプライン等）から供給するオフサイト方式と、ステーションの敷地内に水素製造装置を備えたオンサイト方式の二種類が存在する。本提案では、後者のオンサイト方式について評価を行った。

## 2. 水蒸気電解システムおよびオンサイト型水素ステーションの技術評価

### 2.1 SOEC セル・モジュールおよび水蒸気電解システムの設計と最適化

平板形 SOEC のセルの仕様を表 1 に示す。JST-LCS でこれまで検討してきた筆者らの 2019 年度提案書 [5] を参照し、仕様を決めた。また、平板形 SOEC セル・モジュールの製造コストについても、筆者らによる 2019 年度提案書 [5] を参照した。電流－電圧曲線を図 1 に示す。図 1 は、文献 [18] の平板形 SOEC システムの測定データに基づいており、活性化過電圧、濃度過電圧、および抵抗過電圧を考慮したモデル式によりフィッティングを行った(付録1の式A1－A9を参照)。

表 1 SOEC 仕様

セル面積	134 m <sup>2</sup>
運転条件	8 h/day
稼働率	0.33
作動温度	750 °C
蓄圧器	
圧力	82 MPa
容積	370 L
圧縮機	
理論段数	5 段

平板形セル電極サイズ：10cm × 10cm

セル枚数：1 スタック 200 セル × 67 モジュール = 13,400 セル [5]

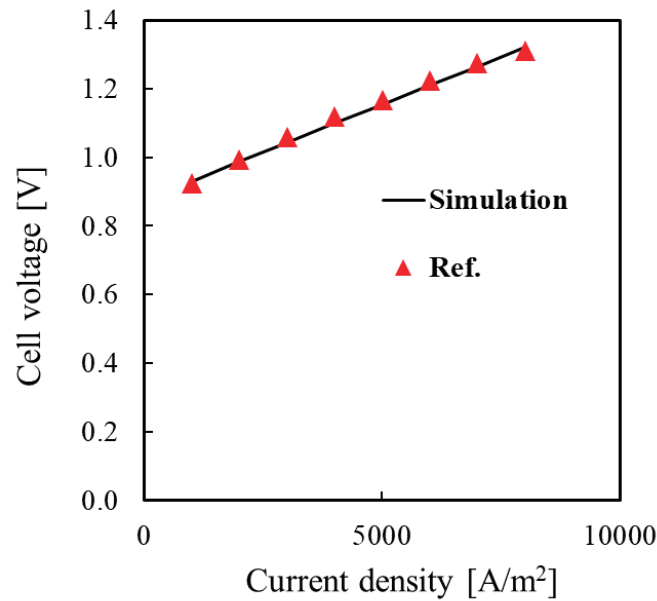


図1 SOEC 電流-電圧曲線 (実験値: 文献[18])

続いて、水蒸気電解システムの性能およびコストの算出を行った。図2に水蒸気電解システムの模式図を示す。水蒸気電解システムは、SOEC モジュール、熱交換器、ブロワー、ヒーター、圧縮機、高圧タンクから構成される。システムの概要は2019年度提案書[5]に従っているが、SOEC モジュールの操作条件、および熱交換器の設定温度について、制約付き最小化の内点法のアプローチにより最適化を行った[19]。

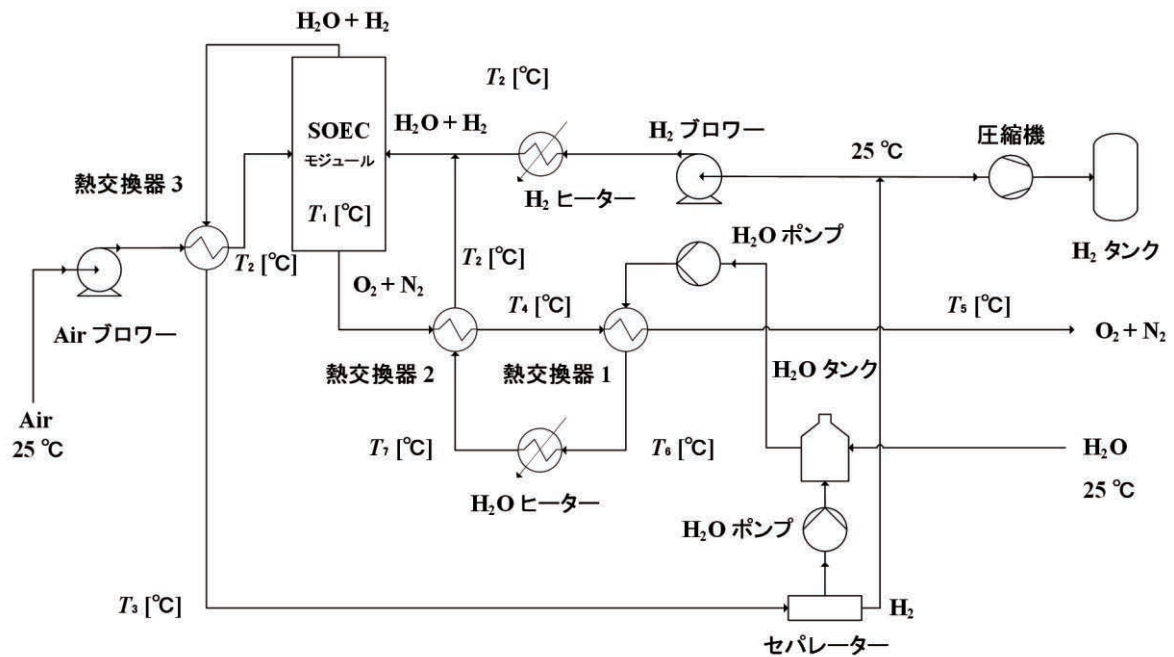


図2 水蒸気電解システムの模式図

表2にSOECシステムの最適化の結果を示す。熱中立点(付録の式A13)を考慮することで、水素の圧縮プロセスを除いた水素製造効率率は83%の結果が得られた。また、80MPaに昇圧する

プロセスを考慮しても、水素製造効率は76%の値が得られた。水素製造速度は300.8 Nm<sup>3</sup>/hとなり、商用水素ステーションの標準的な水素製造能力 (300 Nm<sup>3</sup>/h) とほぼ一致する結果が得られた。

表2 SOEC システムの運転条件の最適化

電流密度	0.54 A/cm <sup>2</sup>
セル電圧	1.17 V
水素製造速度	300.8 Nm <sup>3</sup> /h
水素製造効率 (LHV) : 圧縮工程無	0.83
水素製造効率 (LHV) : 圧縮工程有	0.76
水素圧縮電力原単位	0.31 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>
入力電力	0.85 MW

図3にSOECのシステムコストを示す。SOECモジュールの寿命は現状では1年程度であり、将来は5～10年程度まで改善されることが予想されている[13]。図3のシステムのコストの試算では、SOECモジュールを交換することを前提に、SOECモジュールの寿命3年、BOS (Balance of System) の寿命を15年として計算した。SOECモジュールに加え、圧縮機、および蓄圧器 (高圧タンク) のシステムコストに占める割合が大きいことが分かる。量産効果を考慮し、年産を100台から1,000台にすることでSOECモジュールコストが大凡半減する結果が得られた。圧縮機についてはレシプロ型を採用する場合はこれ以上のコスト低減が難しいが、蓄圧器については安全率の緩和により材料コストの低減が可能になる。安全率の緩和によるコストへの影響については後段で議論する。

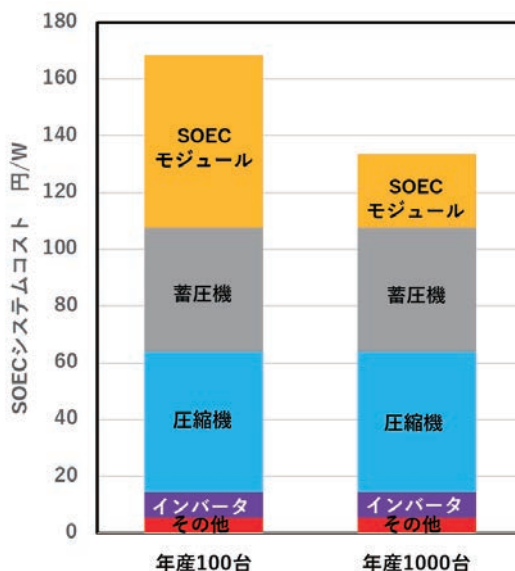


図3 SOEC システムコスト (SOECモジュールの寿命3年、BOSの寿命15年)

表2、図3 (SOECモジュール年産1,000台) の結果に基づき水素製造コストを算出した。図4に水素製造コストに対する稼働率とSOECモジュールの寿命の依存性について示す。燃焼熱基準でのガソリン販売価格 (4.2 円 /MJ) と等価な水素製造コストである40 円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>を達成するためには、電力コスト5 円 /kWhの条件において、稼働率30%以上、寿命3年以上の条件が必要で

あることが分かる。一方、水素製造コスト 30 円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> を達成するためには、電力コスト 5 円 / kWh の条件では、稼働率 100%、寿命 15 年以上の条件が必要であるため、SOEC モジュールだけでなく、圧縮機や蓄圧器などの周辺機器の抜本的なコスト対策や技術オプションの変更が必要である。

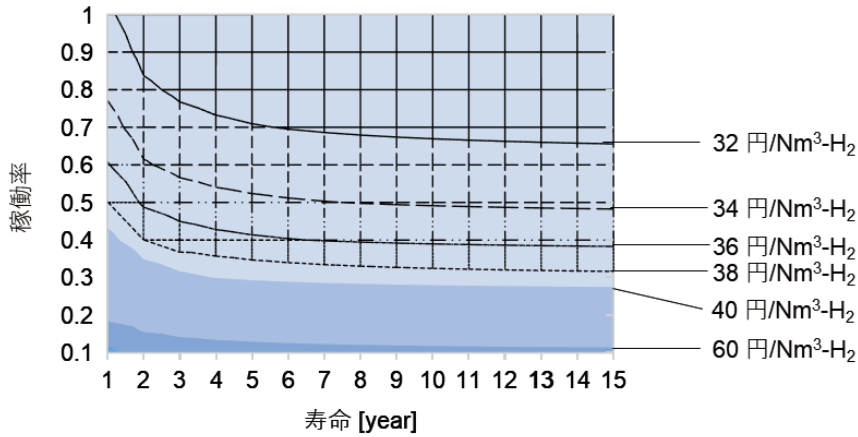


図4 水素製造コストの稼働率と SOEC モジュール寿命に対する依存性  
 (電力コスト : 5 円 /kWh)

図5に水素製造コストに対する電力コストと SOEC モジュールの寿命の関係について示す。電力コスト 5 円 /kWh、寿命 3 年で水素製造コスト 40 円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> を達成することができる。電力コスト 2.5 円 /kWh、寿命 3 年で 30 円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> を達成することができる。さらに、電力コスト 0 円 /kWh、寿命 3 年の条件では、水素製造コストは 20 円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> まで低減されることが示された。図6に年産1,000台のSOECに対して、SOECモジュール寿命3年、稼働率33%の条件(水素ステーションの稼働率に準拠 (8 h/day))における水素製造コスト構造を示す。ここでは、電力コスト (15 ~ 2.5 円 /kWh) に対する感度解析を行った。システムコストと共に、電力コストの影響が大きいことが分かる。

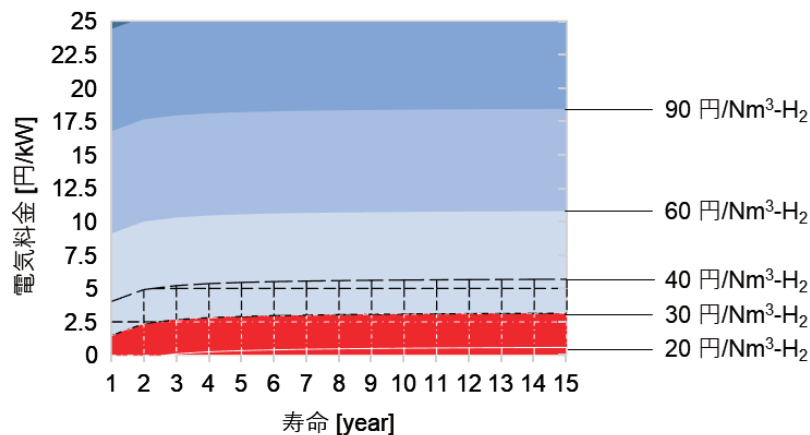


図5 水素製造コストの電気料金と SOEC モジュール寿命に対する依存性  
 (稼働率 33% : 水素ステーションの稼働率に準拠 (8h/day))



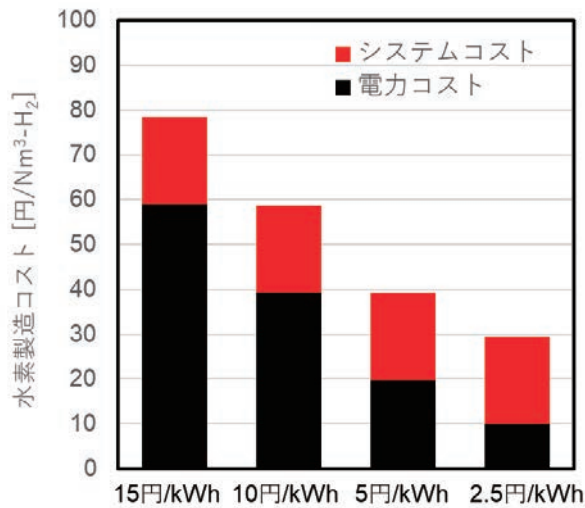


図6 水素製造コスト構造  
 (電力コスト: 15 ~ 2.5 円 /kWh, SOEC モジュール寿命: 3 年, 稼働率: 33%)

## 2.2 FCV 用水素ステーションの評価

### 2.2.1 水素ステーションの構成

本節では、上述の SOEC システムの設計に基づき、燃料電池車 (FCV) 用水素ステーションのコストについて検討を行った。水素ステーションの主な構成要素は、水素製造機、圧縮機、蓄圧器、ディスペンサー、プレクーラーである。燃料電池自動車は高圧水素タンク (70 MPa) を搭載しており、充填可能水素量は 122.4 L (4.6kg-H<sub>2</sub>) を想定した [20]。本提案書では、差圧式の水素充填方式を考え、蓄圧器 (82 MPa) から燃料電池自動車の高圧タンク (70 MPa) へ水素を供給する。電力は太陽光発電等再生可能エネルギーからの供給を想定し、電力コストは 5 円 /kWh を標準とした。

従来の水素ステーションでは、水素製造の多くは都市ガスを水蒸気によって改質する SMR (Steam methane reforming) が主流であるが、水素製造装置において、再生可能エネルギー由来の電力によって水電解を行い、CO<sub>2</sub> フリーな水素を提供する、いわゆる「再エネ水素ステーション」が注目されている。水電解には、上述したように、SOEC システムによる高温水蒸気電解を採用した。オンサイト水素型の水素ステーションの主な構成要素は、SOEC 水素製造システム、圧縮機、蓄圧器、ディスペンサー、冷凍設備である。以下に、水素製造から燃料電池自動車へ供給されるまでのプロセスフローを示す (図 7)。

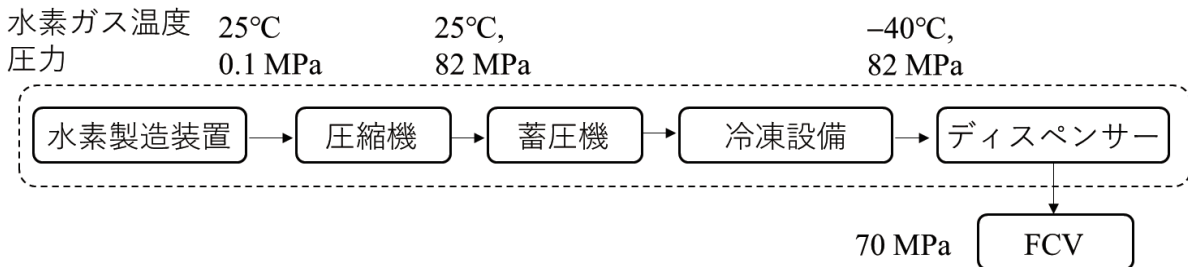


図7 オンサイト方式による水素ステーションの水素供給のプロセスフロー図

水素製造装置 (SOEC あるいは SMR) によって製造された水素は、圧縮機により 82 MPa まで圧縮され、その後蓄圧器 (82 MPa) に貯蔵される。水素供給時には、ディスペンサーを通じて FCV 内の蓄圧器 (70 MPa) へ差圧式で供給される。なおこの際、逆ジュールトムソン効果に伴う発熱反応によって FCV 内の蓄圧器が高温となる為、冷凍設備によって -40°C まで冷却された水素がディスペンサーより供給される。

## 2.2.2 水素ステーションの構成要素の検討

本提案書における水素ステーションの導入コストの評価対象は、SOEC 水素製造システム (SOEC モジュール、および BOS)、圧縮機、蓄圧器 (82MPa)、ディスペンサー、冷凍設備である。土地代は評価対象外とした。また、水素ステーションの供給能力を 300 Nm<sup>3</sup>/h に設定した。この値は、政府が想定する中規模クラスの 1 時間あたりに FCV6 台に供給可能な水素ステーションに相当し、FCV (高压水素タンクの仕様 70 MPa, 5 kg-H<sub>2</sub>) 一台につき 3 分で満充填を行うことができると仮定した。

・水素ステーション構成要素について

### ① SOEC システム

2.1 で最適化した SOEC システムについて評価を行った。

### ② 蓄圧器 (高压水素タンク) の仕様

蓄圧器の設計において、肉厚円筒の内表面が最大応力を持つとし、Lame の式 (付録 : 式 A10 を参照) における許容引張応力を満たすような内径および外径を算出し、材料の質量とコストを算出した。タンク長さは 5 m とした。安全率については 4 を標準ケースとして、感度解析を行った。高压水素タンクの導入コストは、高压タンクの原材料コストに対し、コストファクター ( $\alpha = 8$ ) を乗じたものとした。

### ③ 圧縮機の消費電力

圧縮機はレシプロ式を仮定し、消費電力は理論断熱圧縮動力の式 (付録 : 式 A11 を参照) を用いて計算を行った。

### ④ 冷凍機の消費電力量

82MPa に圧縮された水素ガスは冷凍機で冷却され、燃料電池自動車内の高压タンクへ貯蔵される。供給時のガス流速は、燃料電池自動車が保持する 500kg の水素タンクを 3 分で満充填する場合を想定した。冷凍機の消費電力の詳細は付録 4 に示す。

### ⑤ ディスペンサー

ディスペンサー (水素供給装置) は、充填のためのノズルや操作盤、および安全に水素が充填できるように流量や温度を監視・制御するシステムを含む。

## 2.2.3 水素ステーションのレイアウト

SOEC を用いた高温水蒸気電解による水素製造装置、あるいは現在一般的に用いられている水蒸気改質 (都市ガス由来のメタンと水蒸気による反応によって水素を製造するプロセス) を含めて、主要 5 種類の装置を含む水素ステーションのコストの比較を行った。ここでは、高压ガス保安法に遵守した、経済産業省「水素・燃料電池等の普及促進に係る自治体連携会議」におけるオンサイト型の配置例 [22] を参考に、本 SOEC システムを導入したレイアウトを図 8 に示す。図中の赤字の距離は、表 3 に示す高压ガス保安法による敷地レイアウトの制限 (国内基準) に基づいている。なお、参考として米国の設置基準についても表 3 に示す [23]。

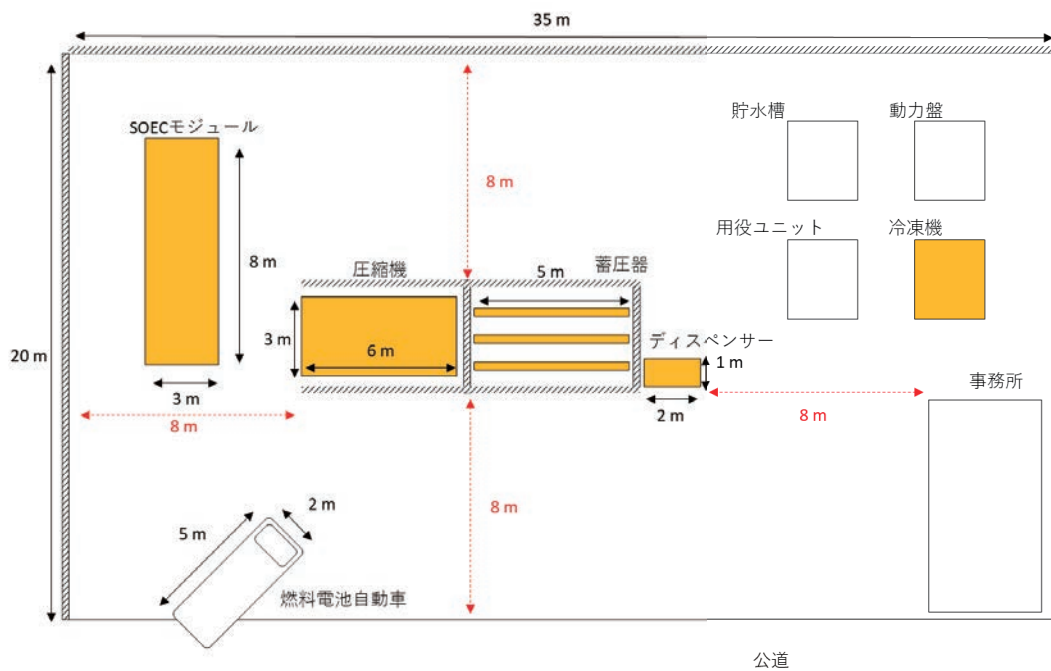


図8 水素ステーションのレイアウト (700 m<sup>2</sup>)  
 (黄色の個所が本研究におけるコスト評価対象)

表3 高圧ガス保安法による敷地レイアウトの制限 [22, 23]

隔離対象	隔離距離 (日本) [22]	隔離距離 (米国) [23]
ディスペンサー__公道 (m)	8	-
高圧ガス設備__事務所 (m)	8	4
高圧ガス設備__敷地境界 (m)	8	5

### 2.2.4 水素ステーションのコスト構造

水素ステーションのコスト構造を図9に示す。計算の前提条件は以下のとおりである。

- ・SMR型 (現状) : 水素製造装置を除く建設費、および改質器の現在のコストから算出した [24, 25]。ここで、SMRのコストは、文献 [24] に示される改質器型水素製造装置 8,500 万円 (100 Nm<sup>3</sup>/h) に対し、300Nm<sup>3</sup>/h の製造能力に対して 0.7 乗則を仮定して計算を行った。
- ・SOECシステム (現状) : 2016 年度の水素製造装置を除く建設費 [24, 25]、および SOEC モジュール (年産 100 台、寿命 1 年)
- ・SOECシステム (将来) : 2016 年度のディスペンサーとその他工事費 [24]、圧縮機、冷凍機、蓄圧器、および SOEC モジュール (年産 1,000 台、寿命 1 年)
- ・SOECシステム (発展) : SOECシステム (将来) の設定を基に、SOEC の技術改善に対する感度解析 (SOEC モジュール : 年産 1,000 台、寿命 3 年)

現在、水素ステーションに課される保安制約は国ごとに異なっており、日本では主に高圧ガス保安法に則った建築基準や設備配置を遵守する必要がある。本提案書では、国内基準を遵守したコスト構造について示した。SOEC (発展) に示すように、SOEC モジュールの寿命を現状の

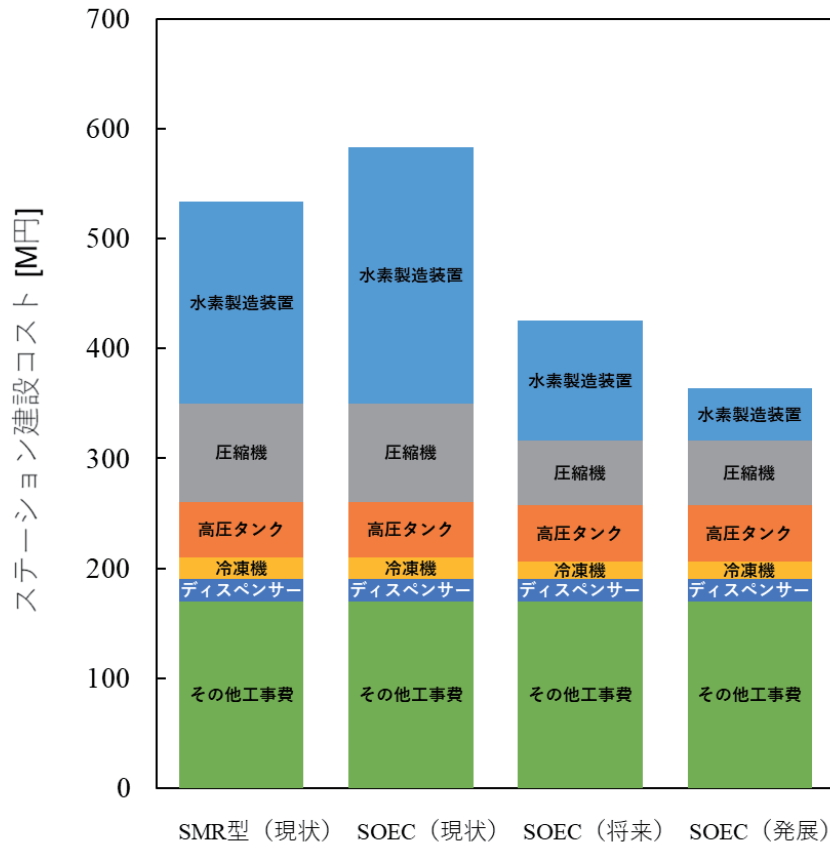


図9 水素ステーション (300 Nm<sup>3</sup>/h) のコスト構造  
 (SMR (現状)、SOEC (現状と将来)、  
 および SOEC (発展) : SOEC モジュール寿命 (1年→3年))

1年 [13] から3年以上にすることで、水素ステーションの建設コストを4億円以下に低減できる可能性が示唆された。

### 2.2.5 水素製造コストに対する電力コストの影響

以上のコスト評価に基づき、水素ステーションにおける水素製造コスト (円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>) を計算した。その前提条件を表4にまとめる。また、その計算結果を以下に示す (表5, 6)。表4の条件で水素ステーションの建設コストを加えた場合、電力コスト15~2.5円/kWh、および稼働率33%の条件において、水素製造コストは120~70円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>になることが示された (表5)。また、稼働率が90%の条件で同様の検討を行った (表6)。電力コスト15~2.5円/kWhにおいて、水素製造コストは86~37円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>になることが示された。2019年度提案書 [5] でも議論しているが、蓄圧器 (高压タンク) の低压化により、蓄圧器と圧縮機のコスト削減が可能である。将来的には、電気化学的昇圧やアンモニアなどのエネルギーキャリアの利用などを含め、昇圧・貯蔵工程の見直しも検討することで、現状のガソリン価格に相当する40円 /Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>を目指す取り組みが必要である。

表4 水素ステーション (SOEC) の前提条件

固定費	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
設備費	蓄圧器安全係数: 4	蓄圧器安全係数: 4	蓄圧器安全係数: 4	蓄圧器安全係数: 4
建屋	面積:700 m <sup>2</sup>	面積:700 m <sup>2</sup>	面積:700 m <sup>2</sup>	面積:700 m <sup>2</sup>
変動費				
用役	電気料金: 15 円/kWh	電気料金: 10 円/kWh	電気料金: 5 円/kWh	電気料金: 2.5 円/kWh
人件費	3名(監督1, 従業者2)	3名(監督1, 従業者2)	3名(監督1, 従業者2)	3名(監督1, 従業者2)

\* 前提条件 SOEC モジュール寿命 : 3 年 , その他 BOS の寿命 : 15 年  
 年経費率  $\alpha = (1/ \text{寿命} + 0.05)$  ;  
 人件費 4M 円 / (人・年)

表5 水素ステーションのコスト構造の規制に対する依存性 (その1)

固定費	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
設備費 (円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	24	24	24	24
建屋(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	23	23	23	23
変動費				
用役 (円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	59	39	20	10
人件費 (円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	14	14	14	14
水素製造コスト (円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	120	100	80	70

水素ステーション稼働率 : 33% (8 h/day に相当)

表6 水素ステーションのコスト構造の規制に対する依存性 (その2)

固定費	Case 1'	Case 2'	Case 3'	Case 4'
設備費 (円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	13	13	13	13
建屋(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	8	8	8	8
変動費				
用役 (円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	59	39	20	10
人件費 (円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	5	5	5	5
水素製造コスト (円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )	86	66	46	37

水素ステーション稼働率 : 90%

### 3. 結論

SOEC を用いた水蒸気電解システムの評価を行った。水素製造速度  $300 \text{ Nm}^3/\text{h}$  の標準的な規模の水素ステーション向けの SOEC システムについて、圧縮工程を含めない場合、水素製造効率は 83% の結果が得られた。また、水素を  $80 \text{ MPa}$  に昇圧する工程を考慮しても、水素製造効率 76% の結果が得られた。また、SOEC システムの水素製造コストについても  $40 \text{ 円}/\text{Nm}^3\text{-H}_2$  から  $30 \text{ 円}/\text{Nm}^3\text{-H}_2$  に至る条件について示した。さらに、水素ステーションの建設コストについても検討し、SOEC モジュールのコスト低減と寿命を 3 年以上にすることにより、水素ステーションの建設コストを約 30% 低減できる可能性が示唆された。その結果、電力コスト  $15 \sim 2.5 \text{ 円}/\text{kWh}$ 、および稼働率 33% の条件において、水素ステーションの水素製造コストは  $120 \sim 70 \text{ 円}/\text{Nm}^3\text{-H}_2$  になることが示された。また、稼働率が 90% の条件で同様の検討を行ったところ、水素ステーションの水素製造コストは  $86 \sim 37 \text{ 円}/\text{Nm}^3\text{-H}_2$  になることが示された。将来的には、昇圧・貯蔵の工程の見直しも検討することで、現状のガソリン価格に相当する  $40 \text{ 円}/\text{Nm}^3\text{-H}_2$  を目指す必要がある。

### 4. 政策立案のための水素ステーション開発の提案

SOEC システム開発の政策提言は 2019 年度提案書 [5] にまとめてある。本提案書では、上述の水素ステーションの技術評価の結果から得られた知見を基に、水素ステーション普及に向けた提言を以下にまとめる。

- 1) 設備の小型化・低コスト化：SOEC システムの小型化については既に提案しているが [5]、水素製造モジュール、圧縮機、蓄圧器の小型化や簡素化は水素ステーションの設置コストに大きく影響を与えるため、設備の小型化と低コスト化が必須である。
- 2) 昇圧・貯蔵工程の検討：蓄圧器（高压タンク）の低圧化により、蓄圧器と圧縮機のコスト削減が可能である。将来的には、プロトン伝導性電解質膜を用いた燃料電池を電解セルに用いることで、水電解で生成した水素を電気化学的昇圧により蓄圧器に貯蔵し圧縮機のコストを削減する方法 [26] や、水素をアンモニアなどのエネルギーキャリアに化学変換したのち輸送・貯蔵・発電に利用する方法 [27] などを含め、昇圧・貯蔵工程の見直しも検討することで、現状のガソリン価格に相当する  $40 \text{ 円}/\text{Nm}^3\text{-H}_2$  を目指す取り組みが必要である。

### 参考文献

- [1] The Future of Hydrogen, Technology report, International Energy Agency (IEA), June 2019, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, (アクセス日 2020 年 12 月 1 日)。
- [2] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “固体酸化物形燃料電池システム (Vol.3) —将来の電源構成における SOFC の役割と技術開発課題—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2016 年 3 月。
- [3] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “固体酸化物形燃料電池システム (Vol.4) —水蒸気電解への適用と技術開発課題—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2017 年 3 月。
- [4] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “水素製造技術における燃料電池 (SOFC・PEFC) の役割—固体酸化物形燃料電池システム (Vol.5) —”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2018 年 1 月。
- [5] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “固体酸化物形燃料電池システム (Vol.7)

- 高温水蒸気電解の技術およびコスト評価—, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2020年2月.
- [6] J. Otomo, J. Oishi, T. Mitsumori, H. Iwasaki and K. Yamada, “Evaluation of Cost Reduction Potential for 1kW Class SOFC stack production: Implications for SOFC Technology Scenario”, *Int. J. Hydrogen Energy*, 38 (33), 14337-14347, 2013.
- [7] J. Otomo, J. Oishi, K. Miyazaki, S. Okamura and K. Yamada, “Coupled Analysis of Performance and Costs of Segmented-In-Series Tubular Solid Oxide Fuel Cell for Combined Cycle System”, *Int. J. Hydrogen Energy*, 42 (30), 19190-19203, 2017.
- [8] 光島重徳, 松津幸一, “水電解技術の現状と課題”, *水素エネルギーシステム* 36 (1), (2011).
- [9] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, D. Stolten, “A comprehensive review on PEM water electrolysis”, *Int. J. Hydrogen Energy*, 38, 4901-4934 (2013).
- [10] U. Babic, M. Suermann, F. N. Büchi, L. Gubler, T. J. Schmidt, “Review-Identifying Critical Gaps for Polymer Electrolyte Water”, *J. Electrochem. Soc.*, 164 (4) F387-F399 (2017).
- [11] 光島重徳, 藤田礁, “水電解による水素製造の現状と展望”, *Electrochemistry* 85 (1) 28-33, 2017.
- [12] M. Yasutake, D. Kawachino, Z. Noda, J. Matsuda, S. M. Lyth, K. Ito, A. Hayashi, K. Sasaki, “Catalyst-Integrated Gas Diffusion Electrodes for Polymer Electrolyte Membrane Water Electrolysis: Porous Titanium Sheets with Nanostructured TiO<sub>2</sub> Surfaces Decorated with Ir Electrocatalysts” *J. Electrochem. Soc.*, 167, 124523, (2020).
- [13] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, “Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study”, *Int. J. Hydrogen energy* 42, 30470-30492, 2017.
- [14] 化学工学会関東支部編, 化学工学会エネルギー部会, 材料・界面部会 著, 「最近の化学工学 67 進化する燃料電池・二次電池—反応・構造・製造技術の基礎と未来社会を支える電池技術—」, 三恵社, 303 ページ, 2019年2月, ISBN978-4-86487-996-5 C3043.
- [15] P. Puengjinda, H. Nishino, K. Kakinuma, M. E. Brito, H. Uchida, “Effect of Microstructure on Performance of Double-Layer Hydrogen Electrodes for Reversible SOEC/SOFC”, *J. Electrochem. Soc.*, 164 (9) F889-F894 (2017).
- [16] K. Chen, S. P. Jiang, “Review-Materials Degradation of Solid Oxide Electrolysis Cells”, *J. Electrochem. Soc.*, 163 (11) F3070-F3083 (2016).
- [17] 吉野正人, 松永健太郎, 中島良, “高効率な水素電力貯蔵システム”, *東芝レビュー* 70(5), 8-11, 2015.
- [18] 吉野正人, “特集: 固体酸化物形電解セル (SOEC) の最前線 4. 再生可能エネルギーを活用する水素によるエネルギー貯蔵・供給システム”, *Electrochemistry*, 84 (8), 620-625 (2016).
- [19] R. H. Byrd, M. E. Hribar, J. Nocedal. “An Interior Point Algorithm for Large-Scale Nonlinear Programming.”, *SIAM Journal on Optimization*, 9 (4), 877-900, (1999).
- [20] トヨタ MIRAI, [https://faq.toyota.jp/category/show/46?site\\_domain=default](https://faq.toyota.jp/category/show/46?site_domain=default), (アクセス日 2020年12月1日).
- [21] 経済産業省, 燃料電池自動車等の普及促進に係る自治体連携会議 (第1回) 配布資料4-2, [https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/nenryodenchi\\_fukyu/pdf/001\\_04\\_02.pdf](https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/nenryodenchi_fukyu/pdf/001_04_02.pdf), (アクセス日 2020年12月1日).
- [22] 高圧ガス保安協会, 高圧ガス保安法; 圧縮水素スタンド技術基準解説, 第二版, 2016, [https://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/sangyo/hipregas/files/290411-suisomanualdai2han.pdf](https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/hipregas/files/290411-suisomanualdai2han.pdf), (アクセス日 2021年1月22日).
- [23] National Fire Protection Association (NFPA®), Hydrogen Technologies Code 2020 Edition, NFPA2, 全米防火協会
- [24] 経済産業省, 水素・燃料電池戦略ロードマップ, 平成31年3月, <https://www.meti.go.jp/press/>

- 2018/03/20190312001/20190312001-1.pdf, pp.24 (水素ステーション (300Nm<sup>3</sup>/h) 規模の現在コスト, 2025年コストの根拠), (アクセス日 2020年11月30日).
- [25] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 平成 25-27 年度成果報告書, 「水素利用技術研究開発事業 / 燃料電池自動車及び水素ステーション用低コスト機器・システム等に関する研究開発 / オンサイト型水素ステーション用低価格水素製造装置の開発」, プロジェクト番号 P13002.
- [26] スマート水素ステーション (SHS), 本田技研工業 <https://www.honda.co.jp/tech-story/engineer/engineer-talk/SmartHydrogenStation/>, (アクセス日 2021年1月22日).
- [27] 小島由継 監修, “アンモニアを用いた水素エネルギーシステム”, シーエムシー出版, 239 ページ, 2015年6月, ISBN978-4-7813-1073-2 C3058.



## 付録

### 1. 平板形 SOEC のモデル計算：

表 A1 に平板形セルの支配方程式を示す [A1]。

表 A1 平板形セルの支配方程式

---

#### SOFC 単セルの電気化学モデル

活性化過電圧:

$$\text{バトラー・ボルマー式: } i = i_0 \left\{ \exp\left(\frac{(1-\alpha_t)n_e F \eta_{\text{Act}}}{RT}\right) - \exp\left(-\frac{\alpha_t n_e F \eta_{\text{Act}}}{RT}\right) \right\} \quad (\text{A1})$$

$$\text{燃料極: } \eta_{\text{Act},a} = E_r - (\phi_o - \phi_{cl}) - \eta_{\text{Conc},a} \quad (\text{A2})$$

$$\text{空気極: } \eta_{\text{Act},c} = -(\phi_{cl} - \phi_o) - \eta_{\text{Conc},c} \quad (\text{A2}')$$

濃度過電圧:

燃料極:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{Conc},a} &= -\frac{RT}{n_e F} \ln \left( \frac{p_{\text{H}_2}^{\text{bulk}} p_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{TPB}}}{p_{\text{H}_2}^{\text{TPB}} p_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{bulk}}} \right) \\ &= -\frac{RT}{2F} \ln \left( \frac{1 - \frac{RTl_a}{2FD_{a(\text{eff})} p_{\text{H}_2}^{\text{Bulk}}} i}{1 + \frac{RTl_a}{2FD_{a(\text{eff})} p_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{Bulk}}} i} \right) \end{aligned} \quad (\text{A3})$$

空気極:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{Conc},c} &= -\frac{RT}{n_e F} \ln \left( \frac{p_{\text{O}_2}^{\text{bulk}}}{p_{\text{O}_2}^{\text{TPB}}} \right) \\ &= -\frac{RT}{4F} \ln \left( 1 - \frac{RTl_a (1 - p_{\text{O}_2}^{\text{bulk}})}{4FD_{a(\text{eff})} p_{\text{O}_2}^{\text{bulk}}} i \right) \end{aligned} \quad (\text{A4})$$

抵抗過電圧:

$$\eta_{\text{Ohm}} = iS_c R_c = \frac{l_c}{\sigma} i \quad (\text{A5})$$

$$\text{ネルンスト式に基づく起電力: } E_r = -\frac{\Delta G_f^\circ}{4F} - \frac{RT}{2F} \ln \left( \frac{p_{\text{H}_2\text{O},a}}{p_{\text{H}_2,a}} \right) + \frac{RT}{4F} \ln(p_{\text{O}_2,c}) \quad (\text{A6})$$

$$\text{セル電圧: } V_{\text{cell}} = E_r - E_{\text{loss}} - V_{\text{pol}} \quad (\text{A7})$$

$$V_{\text{pol}} = \eta_{\text{Act,a}} + \eta_{\text{Act,c}} + \eta_{\text{Conc,a}} + \eta_{\text{Conc,c}} + \eta_{\text{Ohm}} \quad (\text{A8})$$

$$\text{モジュールの出力: } P_{\text{stack}} = N_{\text{cells-series}} I_{\text{cell}} V_{\text{cell}} \quad (\text{A9})$$

$F$ : ファラデー定数 ( $F=96485 \text{ C/mol}$ ),  $R$ : 気体定数 [ $R=8.314 \text{ J/(mol K)}$ ],  $T$ : 温度 (K),  
 $i$ : 電流密度 ( $\text{A/m}^2$ ),  $\phi_j$ :  $j$  種の電位 ( $j$ : 電子, 酸化物イオン) (V),  $i_0$ : 交換電流密度 ( $\text{A/m}^2$ ),  
 $I$ : 電流 (A),  $V_{\text{cell}}$ : cセル電圧 (V),  $E_r$ : ネルンスト式に基づく起電力 (V),  $E_{\text{loss}}$ : ネルンスト損失 (V),  
 $\eta_{\text{Act}}$ : 活性化過電圧 (V),  $\eta_{\text{Conc}}$ : 濃度過電圧 (V),  $\eta_{\text{Ohm}}$ : 抵抗過電圧 (V),  $\alpha_i$ : 移行係数 (-),  
 $n_e$ : 電子移動数,  $C_i$ :  $i$  種のモル濃度 ( $\text{mol/m}^3$ ),  
 $D_{i,j}$ : 2成分系相互拡散係数 ( $\text{m}^2/\text{s}$ ),  $D_{i,k}$ :  $i$  種のクヌッセン拡散係数 ( $\text{m}^2/\text{s}$ ),  
 $D_{i,n}$ :  $i$  種の多成分系平均拡散係数 ( $\text{m}^2/\text{s}$ ),  $D_i^{\text{eff}}$ :  $i$  種の有効拡散係数 ( $\text{m}^2/\text{s}$ ),  
 $\Delta G_f^\circ$ : 標準ギブズ自由エネルギー変化 ( $\text{J/mol}$ ),  
 $M_i$ :  $i$  種の分子量 (-),  $M_{\text{av}}$ : 混合系の平均分子量 (-),  $y_i$ :  $i$  種のモル分率 (-),  
 $p_i$ :  $i$  種の分圧 (Pa),  $r$ : 平均細孔半径 (m),  $\varepsilon$ : 空孔率 (-),  $\zeta$ : 屈曲率 (-),  
 $L_{\text{TPB}}$ : 三相界面長 (m),  $R_p$ : 界面抵抗 ( $\Omega$ ),  $P$ : 出力 (J/s),  $N_{\text{cells-series}}$ : 直列のセル数 (-)  
 $S_e$ : 電極面積 ( $\text{m}^2$ ),  $l_e$ : 電解質厚み (m),  $R_e$ : 電解質膜のイオン抵抗,  $\sigma$ : イオン導電率 (S/m)

文献[A1] J.-C. Njodzefon, D. Klotz, A. Kromp, A. Weber, E. Ivers-Tiffée, “Electrochemical Modeling of the Current-Voltage Characteristics of an SOFC in Fuel Cell and Electrolyzer Operation Modes”  
 J. Electrochem. Soc. 160 (4) F313-F323 (2013).

## 2. 高圧水素タンクの設計 :

高圧水素タンクの設計肉厚円筒の内表面が最大応力を持つとし、Lame の式 A10 における許容引張応力  $\sigma$  [MPa] を満たすような内径および外径を算出した。

$$\sigma = \frac{TS}{s} = P \left\{ \frac{\frac{1}{2} \left( \frac{D_0}{t} \right)^2 - \frac{D_0}{t} + 1}{\frac{D_0}{t} - 1} \right\} \quad (\text{A10})$$

ここで  $TS$  は引張強さ [MPa],  $s$  は安全率 [-],  $P$  は内圧 [MPa],  $D_0$  は外径 [m],  $t$  は肉厚 [m] である。なお、使用材料はニッケルクロムモリブデン鋼とし、引張強さは文献[A2]を参照した。タンク長さは工場でのハンドリングを考慮し 5 m とした。安全率は、標準ケースでは 4 とした。

高圧タンクの体積は、稼働率と水素製造速度から算出した。すなわち、本文中で検討している稼働率 3% (8h/day)、水素製造速度 300 Nm<sup>3</sup>/h の高圧タンクは、稼働率 90%、水素製造速度 300 Nm<sup>3</sup>/h の高圧タンクの 1/2.7 倍の容積になる (2.7 = 90/33)。

文献[A2] 和田洋流, “水素スタンド用鋼製蓄圧器の材料選定と安全性評価について”, 水素エネルギーシステム, 35(4), 38-44 (2010).

## 3. 圧縮機の消費電力 :

圧縮機はレシプロ式を仮定し、消費電力  $W_{\text{comp}}$  [kW] は理論断熱圧縮動力の式を用いて以下のように表される (式 A3)。

$$W_{comp} = \frac{n\kappa}{\kappa - 1} P_{in} Q_{in} \left\{ \left( \frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\kappa-1}{n\kappa}} - 1 \right\} \frac{1}{\eta} \cdot \frac{1}{0.06} \quad (A11)$$

ここで $\kappa$ は二原子分子の比熱比(1.4)、 $n$ は圧縮段数(5 段)、 $P_{in}$ は吸込圧力[MPa] (0.1 MPa)、 $Q_{in}$ は SOEC システムによって製造される水素の流量 [m<sup>3</sup>/min]、 $P_{out}$ は吐出圧力 [MPa] (82 MPa)、 $\eta$ は断熱効率 (80%) である (※式中の 0.06 の値は単位換算の理由による)。

文献[A3] R. P. Micena, O. R. Llerena-Pizarro, T. M. de Souza, J. L. Silveira, “Solar-powered Hydrogen Refueling Stations: A techno-economic analysis”, Int. J. Hydrogen Energy, 45(3), 2308-2318. (2020).

#### 4. 冷凍機の消費電力 :

82MPa に圧縮された水素ガスは冷凍機で冷却され、燃料電池自動車内の高圧タンクへ貯蔵される。供給時のガス流速は、燃料電池自動車が保持する 500kg の水素タンクを 3 分程度で満充填する場合を想定した。冷凍機の消費電力 $W_{cool}$  [kW]は以下の式 A12 から算出した[A4]。

$$W_{cool} = \frac{-\dot{m}_{H_2} C_p (T_{out} - T_{in})}{COP} \quad (A12)$$

ここで $\dot{m}_{H_2}$ は水素の供給流速[kg/sec]、 $C_p$ は水素比熱[kJ/kg・K]、 $T_{in}$ および $T_{out}$ はそれぞれ気体の入口および出口温度[K]、COP は冷凍機の成績係数である。また、冷凍機の成績係数は文献[A4]を参考に 3.3 とした。

文献[A4] A. Elgowainy, K. Reddi, D.Y. Lee, N. Rustagi, E. Gupta, “Techno-economic and thermodynamic analysis of pre-cooling systems at gaseous hydrogen refueling stations”, Int. J Hydrogen Energy, 42(49), 29067-29079. (2017).

#### 5. ディスペンサー

ディスペンサー (水素供給装置) は、FCV に水素を充填し、その量を計量するシステムである。充填用のノズルや操作盤から構成され、また、安全に水素が充填できるように流量や温度を監視・制御するシステムを含む。ディスペンサーのコストについては、経産省 2016 年度の値[A5]を参照した。

文献[A5] 経済産業省, “水素・燃料電池戦略ロードマップ”, 平成 31 年 3 月,  
<https://www.meti.go.jp/press/2018/03/20190312001/20190312001-1.pdf>, (アクセス日 2020 年 11 月 30 日)

#### 6. SOEC システムの最適化計算と熱中立点について :

SOEC システムの最適化計算を行う際に、以下の前提条件を設定した。すなわち、SOEC モジュール表面の伝導伝熱による熱損失は考慮せず、断熱を仮定した。また、SOEC モジュール内の水蒸気電解反応によりエントロピー吸熱と共に過電圧による発熱が生じる。SOEC モジュールを恒常的に運転するためにはこれらが釣り合っている熱中立点での運用が望ましい。しかし、熱交換器による排熱利用をおこなっても気体を SOEC の作動温度の 750°C まで昇温することは不可能である。そこで、熱中立点より大きな電圧で運転し生じた余剰発熱を SOEC 内部での投入気体の昇温にあてる。これにより加熱器による気体の昇温を最小限に抑える設定とした。熱交換器は向流

型を想定し、温度効率は60%~90%の間に設定した。

熱中立点、エントロピー吸熱、過電圧発熱について以下の式 A13 を用いた[A6]。

$$I \times (\eta_{Ohm} + \eta_{Conc} + \eta_{Act}) = T \Delta S \times I / (n \times F) \quad (A13)$$

$I$ : 電流[A],  $T$ : 温度[K],  $\Delta S$ : エントロピー変化[J/mol],  $n$ : 反応に伴う電子移動数,  $F$ : ファラデー定数,  $\eta_{Ohm}$ : オーム過電圧,  $\eta_{Conc}$ : 濃度過電圧,  $\eta_{Act}$ : 活性化過電圧

セル設計により各温度における理論起電力、各過電圧、I-V 特性を算出した。なお、簡易的な熱中立点となる電圧として知られる  $E = \frac{\Delta H}{nF} = 1.29V$  ( $H$ : エンタルピー,  $n$ : 電極反応に関わる電子数、 $F$ : ファラデー定数) は、

$$E = \frac{\Delta H}{nF} + \frac{RT}{nF} \ln \left( \frac{P_{H_2} P_{O_2}^{0.5}}{P_{H_2O}} \right) \quad (A14)$$

のうち、 $\frac{P_{H_2} \times P_{O_2}^{0.5}}{P_{H_2O}} = 1$  と仮定したものである。本システムでは、投入する水蒸気に10%水素を循環混合し、空気極側に投入する気体として空気を想定しているため、 $P_{H_2} = 0.1$   $P_{O_2} = 0.21$   $P_{H_2O} = 0.9$ となり、 $E=1.16V$  が熱中立点となる。

文献[A6] 笠井 重夫, 藤原 斉二, 山田 和矢, 小川 斗, 松永 健太郎, 吉野 正人, 帆足 英二, 牧野 新一, “高温水蒸気電解による原子力水素製造の研究”, 日本原子力学会和文論文誌, 8(2), 122-141 (2009).

---

---

低炭素社会の実現に向けた  
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく  
イノベーション政策立案のための提案書

**固体酸化物形燃料電池システム (Vol.8)**  
—水素社会構築に向けたエネルギー変換および利用技術の評価—

令和3年2月

**SOFC Systems (Vol. 8):**  
Evaluations of Energy Conversion and Utilization Technologies for Hydrogen Economy

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action  
toward Low Carbon Societies,  
Center for Low Carbon Society Strategy,  
Japan Science and Technology Agency,  
2021.2

国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター

---

**本提案書に関するお問い合わせ先**

- 提案内容について・・・低炭素社会戦略センター 特任研究員 大友 順一郎 (OTOMO Junichiro)
- 低炭素社会戦略センターの取り組みについて・・・低炭素社会戦略センター 企画運営室

〒102-8666 東京都千代田区四番町5-3 サイエンスプラザ4階  
TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273  
<https://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2021 JST/LCS

許可無く複写・複製することを禁じます。  
引用を行う際は、必ず出典を記述願います。