

固体高分子形燃料電池を用いた高効率水素エネルギー
システムの技術評価に関する研究

Study on the technical assessment of the highly efficient
hydrogen energy systems based on polymer electrolyte fuel cells

2017.9

東京農工大学大学院
生物システム応用学府
生物システム応用科学専攻
秋澤研究室

羽田 貴英

論文要旨

本研究を通して、水素エネルギー社会の過渡期である現在において、実現可能な水素エネルギーシステムを提案するべく、日本国内で既に水素が製造、消費されている産業分野及び民生分野の水素供給源に着目し、それぞれにおける新たな水素エネルギーシステムを構築すると共に、システムの最適化及びその定量的な効果を明らかにすることを目的とした。本論文では「第1章」から「第6章」の6章構成となっており、各章の概要は以下の通りである。

「第1章」では、本研究の背景、目的について論じた後に、「第2章」では本研究の対象とする水素供給源及び本研究で検討する水素エネルギーシステムの中心技術となる固体高分子形燃料電池について解説した。

「第3章」、「第4章」では、産業分野の水素供給源として、ソーダ電解工場及び製油所の2種類の工場を対象とし、オンサイトかつ小中規模で水素を最も高効率にエネルギー変換可能な水素を燃料とする燃料電池システム(純水素 PEFC システム)を活用した新たな水素エネルギーシステムを検討すると共にそのエネルギーシステムの技術評価を実施した。また、それらの結果に基づき、エネルギーシステムの主構成機器である燃料電池システムの目標コストあるいは発電効率を明らかにした。

「第5章」では、民生分野の水素供給源として、家庭用 PEFC システムを対象とし、従来の電力・熱のコージェネ機能に加えて、燃料電池自動車の燃料である水素を製造・供給する機能を加えた新たな水素エネルギーシステムシステムを検討すると共にそのエネルギーシステムの技術評価を実施した。それらの結果に基づき、燃料電池システムによる水素ステーション代替としての水素供給ポテンシャルについても明らかにした。

「第6章」では、結言として、本研究の総括及び本研究で提案した水素エネルギーシステム実現への今後の課題について論じた。

目次

第1章	緒言
1. 1	研究の背景
1. 2	研究の対象と目的
第2章	水素エネルギーシステム
2. 2	日本国内の水素市場
2. 2	日本国内の水素製造ポテンシャル
2. 3	燃料電池
2. 3	産業用分野における水素エネルギーシステム
2. 3	民生用分野における水素エネルギーシステム
第3章	ソーダ電解工場用高効率水素エネルギーシステムの技術評価
3. 1	はじめに
3. 2	ソーダ電解工場と副生水素
3. 3	解析方法
3. 4	結果
3. 5	考察
3. 6	まとめ
第4章	製油所用高効率水素エネルギーシステムの技術評価
4. 1	はじめに
4. 2	製油所における水素製造
4. 3	解析方法
4. 4	結果
4. 5	考察
4. 6	まとめ

- 第5章 民生用高効率水素エネルギーシステムの技術評価
- 5. 1 はじめに
 - 5. 2 評価モデル
 - 5. 3 解析手法
 - 5. 4 結果
 - 5. 5 考察
 - 5. 6 多摩地域を対象とした水素供給可能範囲の分析
 - 5. 6 まとめ

- 第6章 結言
- 5. 1 総括
 - 5. 2 今後の課題

発表論文

参考文献

謝辞

第1章 緒言

1.1 研究の背景

日本国内のエネルギー供給は、海外の資源に大きく依存しており、昨今の新興国のエネルギー需要拡大などにより資源価格が不安定化する等、根本的な脆弱性を抱えている。さらに、東京電力福島第一原子力発電事故によって、原子力発電の安全性に対する懸念が増大し、原子力発電が停止した結果、化石燃料への依存が増加した。これらに伴い、エネルギーセキュリティ、エネルギーコスト、地球温暖化問題等の対策への危機感が高まっている。こうした状況を踏まえて、2014年4月に閣議決定されたエネルギー基本計画において、エネルギーの安定供給、経済効率性の向上、環境への適合、安全性と国際化推進、国際市場開拓、経済成長へ貢献するものとして、以下の特徴をもつ水素が将来の二次エネルギーの中核として位置づけられた[1]。

〈水素の特徴[2]〉

- ① 高いエネルギー効率を可能とする燃料電池の活用によって、省エネルギーにつながり得ること
- ② 多様なエネルギー源から様々な方法で製造可能であるため、エネルギーセキュリティの向上につながり得ること
- ③ 利用段階では、二酸化炭素(CO₂)を排出しないことに加えて、再生可能エネルギー由来の水素を活用することなどで、環境負荷低減につながり得ること

最終的な目標は、水力、風力、太陽光、バイオマスなどの再生可能エネルギーを起源とする水素をエネルギー媒体として燃料電池等により発電を行うCO₂を排出しないカーボンレスな水素エネルギーシステムの実現である[3]。しかしながら、その実現には、莫大な設備投資と期間を要する水素の貯蔵や輸送に関するインフラの整備が不可欠であるため、超長期の時間を要すると考える。また、現在実用化されている主な水素製造方法は、水蒸気改質反応等による都市ガス等の化石燃料を化学変換する方法や、アルカリ水電解技術等による水を電気分解

する方法であるため、現状では水素単独の製造プロセスによって製造される水素は都市ガスや電力等に比べて高額[4]なエネルギーと言わざるを得ない。一方、日本国内の産業分野では、付加価値の高い製品を製造する過程で、多量の水素が製造されている。これらの水素は、主に製造プロセスの化学原料用途あるいは熱用途として自家消費されているが、エネルギー効率の観点で改善の余地があると共に、さらなる水素製造が可能であると言われている[3]。そこで、これらの水素のエネルギー利用効率の向上と水素製造余力を積極利用することで、本格的な水素エネルギー社会が到来するまでの水素供給源としての一定の役割を果たすことが期待できる。さらに、民生分野においても、現在普及が始まっている家庭用の燃料電池コージェネレーションシステム(以下、燃料電池システム)によって、各家庭において大量の水素が製造されている。燃料電池システムは、発電時の排熱を給湯に活用することが可能であることから、より高い総合エネルギー効率が得られ、低炭素な熱電併給システムとして期待されており[5]、2020年に140万台、2030年に530万台という普及目標が掲げられている[6]。現在普及が進んでいる固体高分子形燃料電池システムは、都市ガスを燃料とし、水蒸気改質法により水素を製造する改質器(FPS:Fuel Processing System)が内部に組み込まれている。この固体高分子形燃料電池システムに付属する改質器の余力を活用して水素製造を行うことで、本格的な水素エネルギー社会が到来するまでの水素供給源として一定の役割を果たすことが期待できる。また、集合住宅等の多数の世帯に設置された固体高分子形燃料電池システムが持つ水素製造能力を統合することにより、地域内の比較的中規模な水素供給源としての役割を担うことも期待できる。なお、現状では、水素の輸送コストは高額である[4]ため、これらの水素は、オンサイトかつ小中規模で高効率に利用することが最も現実的であると考えられる。

1. 2 研究の対象と目的

本研究では、水素エネルギー社会の過渡期である現在において、日本国内で既に水素が製造、消費されている産業分野及び民生分野の水素供給源に着目し、それぞれにおける新たな水素エネルギーシステムを構築すると共に、システムの最適化及びその定量的な

効果を明らかにすることを目的とした。産業分野の水素供給源としては、ソーダ電解工場及び製油所の2種類の工場を対象とし、オンサイトかつ小中規模で水素を最も高効率にエネルギー変換可能な水素を燃料とする固体高分子形純水素燃料電池システム [7] (純水素PEFC システム) を活用した新たな水素エネルギーシステムを検討した。民生分野の水素供給源としては、既に普及が始まっている固体高分子形燃料電池システムを対象とし、従来の電力・熱のコージェネ機能に加えて、燃料電池自動車 (FCV: Fuel Cell Vehicle) の燃料である水素を製造・供給する機能を加えた新たな水素エネルギーシステムシステムを検討した。いずれのシステムにおいても、各種文献値を用いて解析モデルを構築した後に、線形計画法に基づく最適化計算を実施することで、本研究により構築した新たな水素エネルギーシステムの最適システム構成及び運用方法等を明らかにすると共に、その経済性及び環境性を評価した。さらには、それらの結果に基づき、純水素PEFCシステムの目標コストあるいは発電効率や、固体高分子形燃料電池システムによる水素ステーション代替としての水素供給ポテンシャルについても明らかにした。

以上の研究を通して、水素エネルギー社会が到来するまでの中継ぎ的な役割として期待できる産業分野及び民生分野における新たな水素エネルギーシステムを提案する。

第2章 水素エネルギーシステム

2.1 日本国内の水素市場

水素の用途は、表1に示す通り、石油精製、化学(食品)、弱電、金属、電力・原子力、ガラス、航空・宇宙、自動車、極低温、分析・試験など多岐にわたっている。

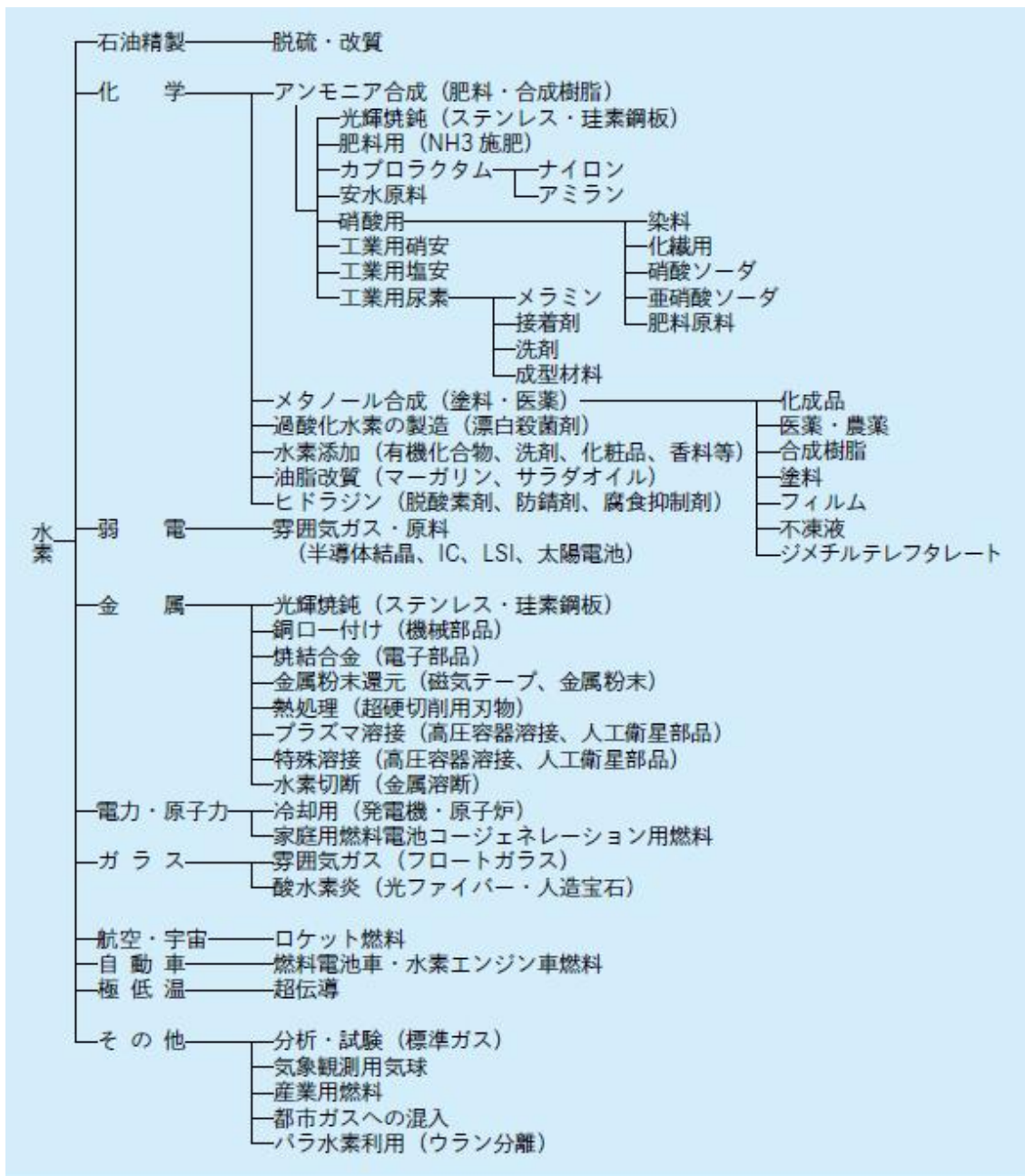


図1 水素の主な用途[1]

2. 2 日本国内の水素製造ポテンシャル

現在の日本国内における水素製造は、図2に示す通り、産業分野(石油精製、鉄鋼、ソーダ電解、石油化学、アンモニア合成)、業務分野(水素ステーション)、民生分野(家庭用燃料電池)に大別される。図2における水素製造可能量は、石油精製、鉄鋼、石油化学、アンモニア合成については文献値[2]に基づき、燃料電池システム及び水素ステーションについては、現状の普及台数及び一般的な仕様に基づき推定した。なお、ここでは、試験研究用途に導入、使用されている水素製造装置は、水素製造コストがその他の水素と比べて非常に高く、汎用性がないことから本対象から外すこととした。

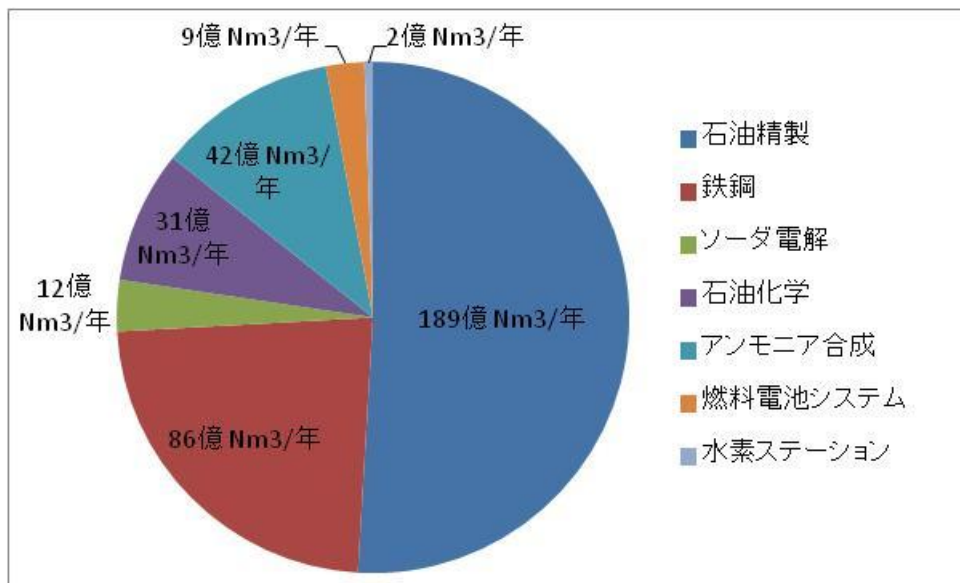


図2 日本国内における水素製造可能量と発生源割合

家庭用燃料電池の水素製造ポテンシャルは、2017年時点の累積販売実績20万台[3]を基に算出しており、2030年の導入目標である530万台[4]を達成した場合には、238億Nm³/年となるため、現状、最も大きな水素製造ポテンシャルを有する石油精製のそれを凌駕することになる。一方、水素ステーションの水素製造ポテンシャルは、2017年時点の累積導入実績81箇

所[5]を基に算出しているが、2025 年の導入目標の 300 箇所[4]を達成した場合においても、7.4 億 Nm³/年程度と小さい。なお、現状、水素は FCV 用燃料用途が最も付加価値の高い利用方法であり、水素ステーションの事業性向上及び導入促進は、FCV の普及台数に大きく依存するが、FCV の普及促進についても、水素ステーションの導入台数に大きく依存するため、水素ステーションあるいは FCV の普及促進を補うことのできる新たな水素エネルギーシステムの開発が必要であると考え。また、鉄鋼分野における水素製造ポテンシャルは大きいものの、水素純度が 30～50%と低いため、現状の用途は、コークス炉用燃料に限定されており[6]、他用途展開は困難である。

以上を踏まえ、本研究では、産業分野の石油精製、ソーダ電解、石油化学、アンモニア合成を、民生分野の燃料電池システムを対象とした新たな水素エネルギーシステムを検討した。

2. 3 燃料電池

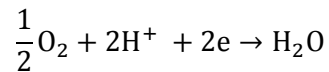
2. 3. 1 燃料電池の原理と特徴

燃料電池とは、外部から燃料と酸化剤を連続的に補給しつつ、化学反応により得られるギブスエネルギー変化を電気エネルギーに変換するシステムである。その仕組みは天然ガスなどの燃料を改質して得られる水素と、空気中の酸素とを電気化学的に反応させて直接発電するようになっており、化学発電とも呼べるものである。研究の歴史は古く、1839 年のスイスのシヨンバインあるいはイギリスのグローブ卿の実験に始まり、日本でも 1935 年に田丸らの発表がある[7]。

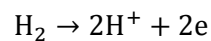
燃料電池は種類によって僅かながら発電原理が異なるが、ここでは固体高分子型燃料電池を例に原理を解説する。アノード(負極)に水素、カソード(正極)に酸素を供給するとアノード(負極)では、水素が白金触媒上でイオン化し、水素イオン(H⁺、プロトン)と電子(e⁻)になる。水素イオンは電解質を通りカソード(正極)に、電子は外部の回路を流れてカソード(正極)にそれぞれ移動する。その後、カソード(正極)では空気中の酸素と電解質中を通っ

てきた水素イオンと外部の回路を通過して来た電子が反応して水ができる。乾電池や鉛蓄電池などの場合、燃料と酸化剤を電池内に内蔵しているので、燃料及び酸化剤を使い果たすと電気エネルギーは発生しなくなる。燃料電池では燃料の補給と生成物の排出を連続して行うことで、電気を連続的に発生することが可能となる。上記に述べた反応は、以下の式で表される[8]。

○カソード(正極)



○アノード(負極)



2. 3. 2 燃料電池の種類と特徴

表 1 燃料電池の種類[8]

燃料電池の種類	固体高分子形 (PEFC)	リン酸形 (PAFC)	熔融炭酸塩形 (MCFC)	固体酸化物形 (SOFC)
作動温度	常温～約 100℃	150～200℃	600～700℃	700～1000℃
電解質	高分子膜	リン酸	Li-Na/K系炭酸塩	ジルコニア系セラミックス
伝動イオン	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
主な用途	家庭用コージェネ自動車用	工業用・業務用コージェネ	大規模発電分散型電源	大規模発電分散型電源

表 1 に燃料電池の種類や作動温度、主な用途を示す。現在業務用で新しく固体酸化物

型燃料電池の開発が進められているが、最もこの中で注目を集めているのは固体高分子型燃料電池 (PEFC: Polymer Electrolyte Fuel Cell) である。2015 年に一般発売が開始された燃料電池自動車にも搭載されている燃料電池であり、携帯用にも開発が進められている。また、定置用の燃料電池として PEFC が家庭用コージェネレーション (エネファーム) としても利用されている。PEFC の特徴として、作動温度が他の燃料電池と比較して低いこと、起動が速いといったメリットを持つ。

2. 3. 3 燃料電池の理論発電効率

図 3 には、燃料電池におけるカソード (正極) 上での水生成反応のエネルギー変化を示す。

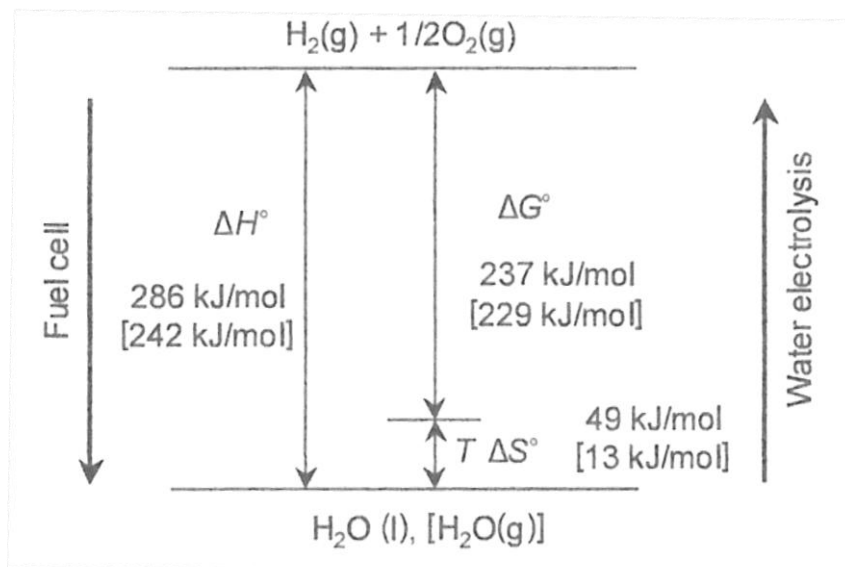


図 3 水生成反応のエネルギー変化 [7]

この反応は自発的に起こる反応であり、反応の際に外部にエネルギーを放出する。この放出されるエネルギー (ΔH , エンタルピー) は仕事 (ΔG , ギブズエネルギー) と熱 ($T\Delta S$) に分けられる。原理的には、この仕事量 (ΔG) が燃料電池における電気エネルギーとして外部に取り出せる量となる。燃料電池の発電効率は、次式で表される [7]。

$$\eta = \frac{\Delta G}{\Delta H}$$

なお、図3で示す数値は 25 °Cでの水(液体)が生成するときのもの (HHV)、[] 内は水蒸気(気体)が生成するときのもの(LHV) である。原理的には、25 °Cでの電気エネルギーに変換する理論効率は 83%である。また、作動温度が高くなるにつれて、熱(TΔS)ロスが大きくなるため、発電効率は低下する。

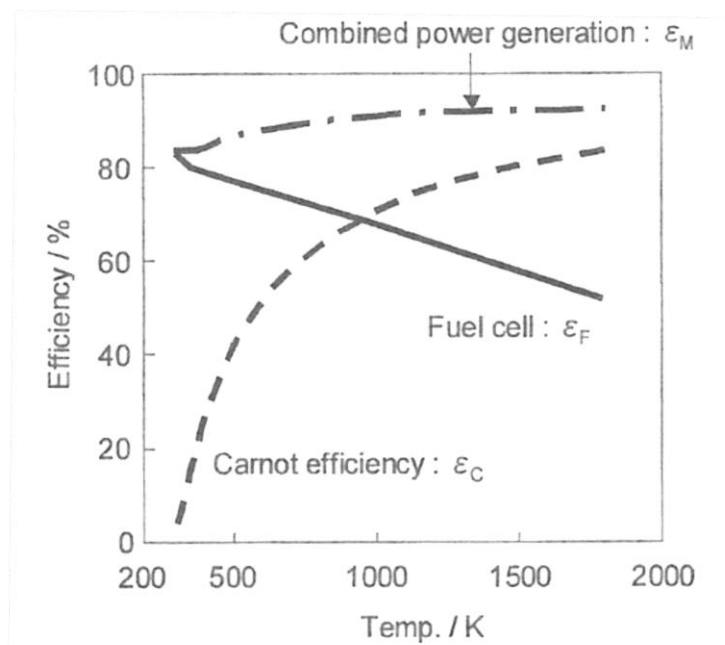


図4 燃料電池における理論発電効率の作動温度依存性[7]

燃料電池の理論効率と作動温度の関係を図4に示す。なお、図4には、参考のため、ガスエンジン等の熱機関の効率と作動温度の関係を併記した。燃料電池の効率は温度上昇と共に低下するが、熱機関の効率は向上するため、1000 K以上では熱機関の方が理論効率は高くなる。以上のことから、高効率に発電するためには、燃料電池は低温で作動させることが理想的である。しかしながら、電池内では電気化学反応がおこっているため、他の化学反応と

同様に室温付近では反応速度が必ずしも高くない。従って、常温作動が可能な固体高分子形燃料電池では、電極触媒として高価で活性が高い Pt 系触媒が用いられているが、高温作動の固体酸化物形燃料電池では安価な Ni 系触媒が用いられている。但し、近年、固体高分子形燃料電池は、技術の進展に伴い電極触媒に使用される Pt 量が削減されており、また、家庭用燃料電池システムあるいは燃料電池自動車の普及開始に伴う量産効果により、固体高分子形燃料電池のセル・スタック及びシステムコストは燃料電池の中では最も安価である[4]。

以上のことから、水素のエネルギー変換機器としては、効率及びコストの面で固体高分子形燃料電池が最適であるため、本研究では、固体高分子形燃料電池を用いた水素エネルギーシステムを検討する。

2. 4 産業用分野における水素エネルギーシステム

2. 4. 1 産業用分野における水素

先述の通り、産業分野の石油精製工場(製油所)、石油化学工場、ソーダ電解工場、アンモニア合成工場において、多量の水素が製造されている。なお、製鉄所においても多量の水素が製造されているが、水素純度が30~50%と低いため、現状の用途は、コークス炉用燃料に限定されており[6]、他用途展開は困難であるから、本研究の対象外とした。各工場における水素の製造プロセス及び使用状況の概略を下記に記載する。

○石油精製工場(製油所)では、原油を処理して硫黄分や窒素分の極めて少ない高品質の石油製品を得るための脱硫プロセスを有しており、そのプロセスに多量の水素が必要となる。これらの水素は近隣の石油化学工場で多量に発生する副生水素を主に使用しているが、それだけでは水素需要を満たすことができないので、ナフサ、ブタン、都市ガス等の化石燃料から、水素製造装置(水蒸気改質装置)を用いて水素を製造している[9]。

○石油化学工場では、ポリエチレンやポリプロピレンなどを生産する基礎原料としてエチレンやプロピレンを製造(ナフサ分解装置又はエチレンクラッカー)する過程で、水素が副生(副生

水素)される。この副生水素は回収されて、石油精製工場(製油所)等、下流部門の工場に供給されている。なお、余剰となる水素は、蒸気ボイラ等の燃料用ガスとして自家消費されている[10]。

○ソーダ電解工場では、塩水を電気分解して主製品である苛性ソーダと塩素を製造する過程で水素が副生される。水素の一部は工業ガスや合成塩酸原料に使われるが、半分程度は蒸気ボイラ等の燃料用ガス燃料として自家消費されている[11]。

○アンモニア合成工場では、水素と空気中から分離回収した窒素を原料にアンモニアを製造しており、原料である水素は、主にナフサ、ブタン、都市ガス等の化石燃料から、水素製造装置(水蒸気改質装置)を用いて製造している[2]。

これらの産業分野で製造されている水素は、基本的には工場内あるいは近隣の工場内で消費されているが、エネルギー利用効率の観点では下記の二つの理由から改善の余地があると考えられる。

- ① 石油化学工場及びソーダ電解工場では、一部の水素は蒸気ボイラ等の燃料用ガスとして消費されているが、水素は燃焼させて熱エネルギーに変換するよりも、燃料電池によって高効率に電気エネルギーに変換する方が、エネルギー利用効率が高くなる。
- ② 石油精製工場(製油所)及びアンモニア合成工場では、水素製造装置を用いて水素を製造しているが、水素製造装置の稼働率は、個々の工場毎に大きな差異があるもののマクロで見れば決して高くないため、水素のエネルギー利用効率(水素製造効率)が十分に高くない。

以上を踏まえ、本研究では、産業用分野における純水素 PEFC システムを用いた二種類の水素エネルギーシステムを検討した。一つ目は、水素が蒸気ボイラ等の燃料として消費されているソーダ電解工場及び石油化学工場向けのエネルギーシステム(第3章)と、二つ目は、水素製造装置を用いて都市ガス等の化石燃料から水素を製造している石油精製工場(製油所)向けのエネルギーシステム(第4章)である。

2. 4. 2 市場

本研究で検討する水素エネルギーシステムの対象となる日本国内の産業分野における水素需要及び純水素 PEFC システムによる発電ポテンシャルについて表 2 に示す。ここで、ソーダ電解工場及び石油化学工場における水素需要は、蒸気ボイラで消費されている副生水素量であり、石油精製工場(製油所)及びアンモニア合成工場である水素需要は、それぞれの年間平均稼働率に基づき、追加製造可能な水素製造量を示す。なお、石油精製工場(製油所)及びアンモニア合成工場の水素製造装置の年間稼働率はそれぞれ 60%[10,12]及び 70%[10]、純水素 PEFC システムの発電効率は、55%(LHV)[13]とした。

表 2 日本全国の産業分野における水素需要及び発電ポテンシャル

工場種別	日本全国の工場数	水素需要	発電ポテンシャル
ソーダ電解工場	独立系：16 箇所 コンビナート系：14 箇所	6 億 Nm ³ /年	約 110MW
石油化学工場	独立系：2 箇所 コンビナート系：14 箇所	14 億 Nm ³ /年	約 260MW
石油精製工場(製油所)	独立系：9 箇所 コンビナート系：13 箇所	34.8 億 Nm ³ /年	約 650MW
アンモニア合成工場	独立系：3 箇所 コンビナート系：4 箇所	8.4 億 Nm ³ /年	約 150MW
合計	75 箇所	63.2 億 Nm ³ /年	約 1170MW

2. 4. 3 既往研究(既存技術)

本研究で対象とした産業分野の石油精製工場(製油所)、石油化学工場、ソーダ電解工場、アンモニア合成工場の内、ソーダ電解工場以外においては、純水素 PEFC システムを活用した水素エネルギーシステムの導入及び検討事例はない。その理由としては、製造される水素中に不純物が含まれるため、純水素 PEFC システムの導入ハードルが高く、また、現在商品化されている純水素 PEFC システムが小出力であるため、工場への導入インパクトが小さいことによるものと想定する。一方、ソーダ電解工場については、製造される水素は比較的純度が高い

ため、純水素 PEFC システムの導入ハードルが低く、また、工場の規模がその他の工場に比べて小さいため、純水素 PEFC システムの導入インパクトが得られ易いことから、下記の通り、日本国内外において、実証段階ではあるものの導入事例が複数存在する。

2. 4. 3. 1 日本国内における既往研究（既存技術）

株式会社東芝では、環境省の「平成27年度地域連携・低炭素水素技術実証事業」において、山口県周南市の地方卸売市場及びプールにそれぞれ出力 100kW の純水素 PEFC システムを導入し、近隣のソーダ電解工場で発生し、これまで利用されてこなかった副生水素の活用検証を目的とした実証試験を 2017 年より開始している[13]。純水素 PEFC システムで発生する電力及び温水は地方卸売市場及びプールの周辺設備において、オンサイトで利用されている。なお、本実証試験で使用されている純水素燃料電池システムは、発電効率 50%(LHV)、総合効率 95%(LHV) の高いエネルギー変換効率を有している。



図 5 山口県周南市の地方卸売市場に導入された純水素燃料電池 (100kW) の外観写真[13]

但し、これらの取り組みは、副生水素を燃料として用いた純水素 PEFC システムの耐久試験を目的としており、本論文の対象であるソーダ電解工場向けのエネルギーシステムの最適化に関する評価、検討は行われていない。

2. 4. 3. 2 海外における既往研究（既存技術）



図 6 AkzoNobel のソーダ電解工場に導入された純水素燃料電池 (70kW) の外観写真[14]

Ballard Power system 社では、2010 年にアメリカ オハイオ州及びカリフォルニア州のソーダ電解工場から発生する未利用副生水素の有効利用を目的とし、それらの工場内に出力 1MW の純水素燃料電池システムを導入している[14]。また、Nedstack fuel cell technology 社では、2007 年にオランダ デルフゼイルのソーダ電解工場内に出力 70kW の純水素燃料電池システムを導入し、副生水素を燃料として用いた純水素 PEFC システムの実証試験を実施し、約 4 年

間で合計 40,000 時間、連続 10,000 時間の発電試験を成功している[14]。さらに、Nedstack fuel cell technology 社では、2011 年にベルギー リロのソーダ電解工場に出力 1MW の純水素 PEFC システムを、2015 年に中国 営口市のソーダ電解工場に出力 2MW の純水素 PEFC システムをそれぞれ導入している[15]。なお、上記の純水素燃料電池システムは、いずれも発電効率 50%(LHV)、総合効率 80%(LHV)と株式会社東芝製の純水素 PEFC システムとほぼ同等の発電性能を有している。

但し、これらの取り組みは、未利用の副生水素を有効利用することを目的とした事業あるいは副生水素を燃料として用いた純水素 PEFC システムの耐久試験を目的とした実証試験であり、本論文の目的であるソーダ電解工場向けのエネルギーシステムの最適化に関する評価、検討は行われていない。

2. 4. 3. 3 既往研究（既存技術）と本研究の関係

上記の既往研究(既存技術)はいずれの事例も、現状、大気に放散されている未利用の副生水素のみを純水素 PEFC システムの発電燃料とするものであり、図 7 に示す通り、非常に小さな水素需要を対象としている。従って、その副生水素を燃料として用いた純水素 PEFC システムにより得られる電力は、ソーダ電解工場全体の消費電力と比較すると非常に小さな量であるため、純水素 PEFC システムの導入効果は限定的である。そのような中、本研究では、大きな需要である蒸気ボイラ等の燃料として消費されている水素を対象とした全く新しい水素エネルギーシステムを提案する。

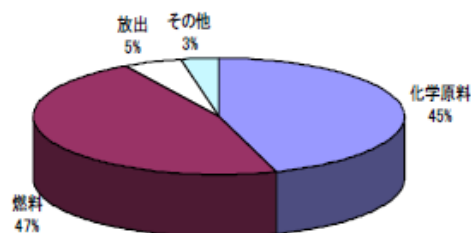


図 7 ソーダ電解工場から発生する副生水素の用途[11]

2. 5 民生分野における水素エネルギーシステム

2. 5. 1 家庭用燃料電池コージェネレーションシステム

家庭用燃料電池コージェネレーションシステム(以下、燃料電池システム)は、東芝燃料電池システム(株)、パナソニック(株)などにより開発され、2009年に市場導入した後、2017年には累計販売台数は20万台を突破するなど、現在注目を集めている[3]。燃料電池システムは都市ガス等の化石燃料をシステム内で改質した水素と、空気中の水素を電気化学反応させて電気と熱を発生させる装置である。電気化学反応から電気エネルギーを直接取り出すためエネルギーロスが少なく、電気と熱の両方を有効利用することでさらにエネルギー効率を高めることが可能となる。現在、主に導入されている燃料電池システムのシステム構成を図8に示す。

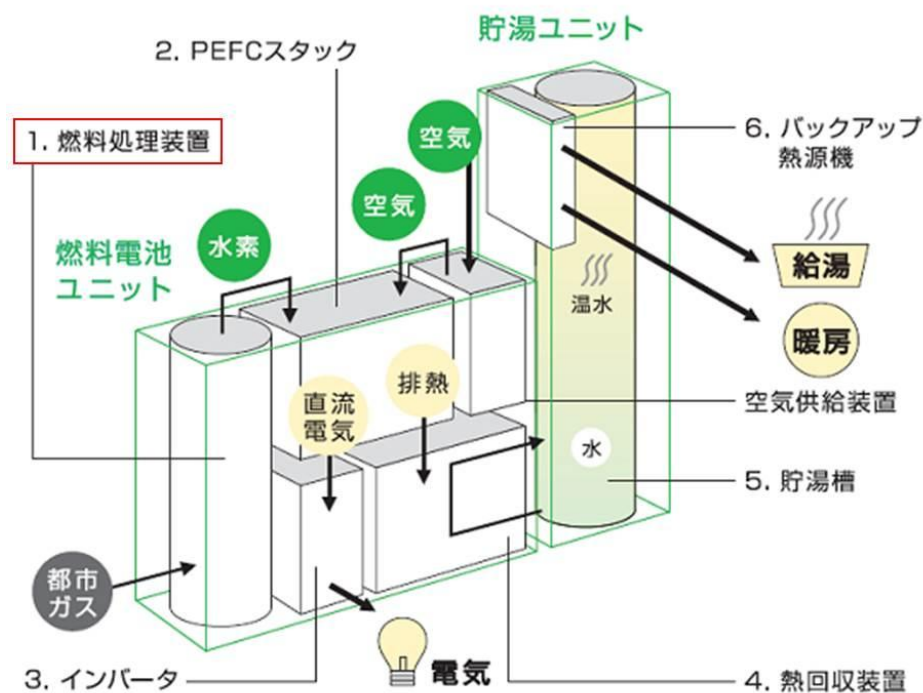


図8 燃料電池システムのシステム構成[17]

燃料電池システムは、燃料電池ユニットと、貯湯ユニットで構成される。燃料電池ユニットは、都市ガス・LP ガス・灯油等の化石燃料から水素を製造するための燃料処理装置、その水素を用いて発電する燃料電池スタック、インバータ、熱回収装置、補機等で構成されている[16]。貯湯ユニットは、貯湯タンク、貯湯タンク内の湯量が不足した場合にお湯を製造するためのバックアップ熱源機で構成される。

次に、燃料電池システムの内、本研究で最も関連性の高い燃料処理器について解説する。燃料処理器のシステム構成を図9に示す。

<燃料処理器>

燃料処理装置は、脱硫剤、改質触媒、CO 変性触媒、CO 選択酸化触媒から構成されている。各構成剤の役割を解説する[18]。一酸化炭素(CO)による被毒を受けやすい燃料電池スタックを保護するため、CO 変性触媒の後段に CO 除去触媒を使用して一酸化炭素(CO)濃度を 10 ppm 以下まで、低減することが特徴である。

○脱硫剤:都市ガス中に付臭剤としてわずかに含まれる硫黄化合物を除去する。一般的には常温吸着方式と 水添脱硫方式が用いられている。

○改質触媒:下記の反応式に基づき、都市ガスに水を反応させて水素と一酸化炭素に分解する。

[反応式] $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 3\text{H}_2 + \text{CO}$ (反応温度:400°C~680°C)

○CO 変性触媒:下記の反応式に基づき、改質触媒後の水素に含まれている一酸化炭素(CO)を 1%以下に低減する。

[反応式] $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$ (反応温度:200°C~450°C)

○CO 選択酸化触媒:下記の反応式に基づき、CO 変性触媒後の水素に含まれている微量な一酸化炭素(CO)を 10ppm 以下まで低減する。

[反応式] $\text{CO} + 1/2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2$ (反応温度 120°C~170°C)



図9 燃料処理装置のシステム構成[17]

最後に、燃料電池システムは給湯負荷に追従して運転するため、例えば図10に示すように、特に給湯需要が少ない夏期及び深夜では運転を停止している時間が長いことが知られており[19]、運転していない時間帯は燃料処理器も停止していることも大きな特徴の一つである。

以上を踏まえ、本研究では、燃料電池システム内部の燃料処理器が停止している時間帯や、燃料処理器が部分負荷低負荷運転している時間帯に注目し、燃料処理器が持つ未活用の水素製造能力を利用して燃料電池自動車用の水素を製造するシステム(第5章)を検討した。

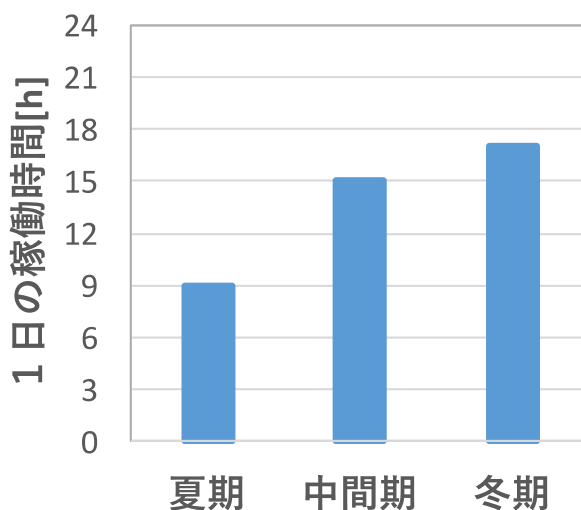


図10 家庭用燃料電池の一日の稼働時間[20]

2. 5. 2 市場（燃料電池自動車）

燃料電池自動車(Fuel Cell Vehicle: FCV)は、水素ステーションから車載タンクに充填された水素と、空気中の酸素によって燃料電池で発電した電気エネルギーを用いて、モーターを駆動して発電する自動車である。エネルギー効率が高いため、Well to Wheel(一次エネルギーの採掘から車両の走行まで)で CO₂ 排出量を低減が可能である。図 11 に FCV が 1km 走行するのに排出される二酸化炭素の排出量を記す[21]。FCV の排出量はガソリン自動車の 5 割程度になると考えられている。また、航続距離が 600 km、燃料充填時時間が 3 分程度とするなど、ガソリン車の利便性に劣らない性能を持つ。さらに、非常時には搭載されている燃料電池から電気エネルギーを取り出して電源供給を行うことも可能であるといった特徴も併せ持つ。

FCV の普及には、水素ステーションの増設が必要不可欠である。「水素・燃料電池戦略ロードマップ」[4]によると、以前は 2015 年までに水素ステーションを 100 カ所整備する計画を掲げていたが、現在開設されたものは 81 カ所程度となっている[5]。水素ステーションの整備が目標に向けて難航している原因の一つとして、水素ステーションの建設コストが 4 億円程度であることがあげられる。このことから、FCV と水素ステーションは「鶏と卵のジレンマ」にあると言われている。水素インフラ事業社にとって、水素ステーションは FCV が市場に普及しなければビジネスとして成立しないため投資決定のタイミングは難しいものとなっている一方、消費者も水素ステーションの整備が進まなければ FCV を購入しようとならないためである。

そこで、本研究では、燃料電池システム内部の燃料処理器の余力を活用して水素製造を行うことにより、水素ステーションが普及拡大するまでの FCV 用水素供給に一定の役割を果たすことが期待できる。また、集合住宅等の多数の世帯に設置された燃料電池が持つ水素製造能力を統合することにより、地域内の多数の FCV に水素を供給することができ、水素ステーションの役割を担うことも期待できる。

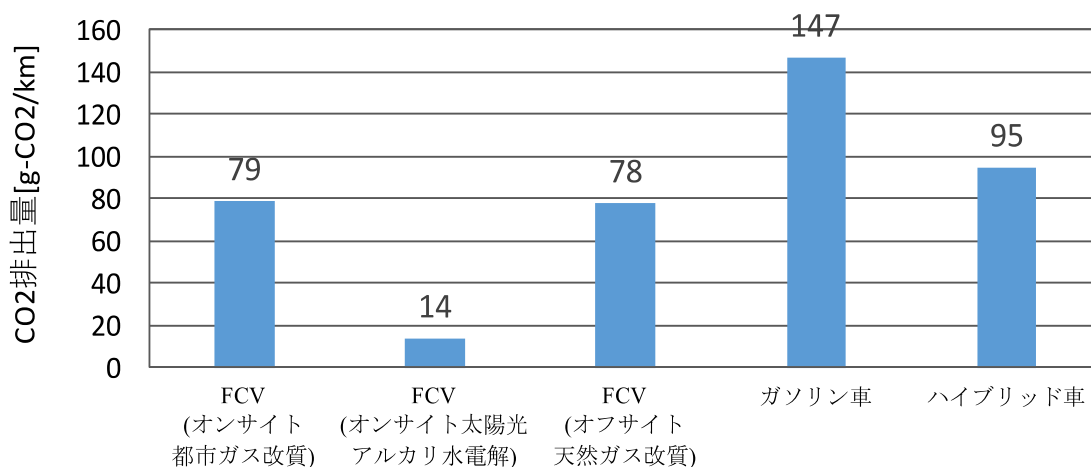


図 11 FCV の二酸化炭素排出量

2. 5. 3 既往研究（既存技術）

これまで、燃料電池システムの導入効果を解析した研究として、熱電併給運転における経済性及び環境性を定量的に評価した研究は多数存在する[19,22,23]。しかしながら、いずれの研究も燃料電池システムの機能は熱電併給に限定されており、本論文の対象である燃料電池システムによる水素製造に関する研究事例は少ない。下記に、燃料電池システムによる水素製造機能を対象とした代表的な研究事例は下記に示す。

2. 5. 3. 1 可逆セル（PEFC⇔PEM 水電解）を搭載した燃料電池システムによる戸建住宅への電力、熱、水素供給に関する研究事例

鈴木ら[24]は、発電と水電解との可逆運転を可能とした可逆セルを搭載した燃料電池システム(水素自給型燃料電池システム)を戸建住宅へ導入した際の必要なシステム規模を評価すると共に、従来型の燃料電池システムとの比較を一次エネルギー量及びランニングコストの観点で評価している。水素自給型燃料電池システムのエネルギー供給概念図を図 12 に示す。システムは昼と夜の 2 部構成になっており、燃料電池セルは昼間には発電機として電力・熱の供給を行い、夜間は水電解装置として水素の製造を行うものである。戸建住宅の電力負荷は

燃料電池セルの発電と不足分は系統からの買電で補うと共に、燃料電池セルの発電電力の余剰分は系統へ逆潮流が可能としている。また、戸建住宅の熱負荷(給湯負荷)は燃料電池セルからの熱供給によってのみ賄われるが、貯湯槽を設けて PEFC セルが運転していない時間帯にも熱供給可能としている。

上記研究の結果、水素自給型燃料電池システムはエネルギー供給のほとんどを安価な深夜電力で賄っているため、従来型燃料電池システムに比べ、ランニングコストを 30%削減可能である一方で、エネルギー変換回数が多く変換ロスが大きいため、従来型燃料電池システムに比べ一次エネルギー消費量が約 1.7 倍になると報告されている。なお、これらは、水素製造を対象とするという観点では、本論文と親和性が高いものの、本論文の最大の目的である燃料電池システムによって FCV 用水素を製造し、供給する、すなわち水素ステーション代替として機能させることについては検討されていない。

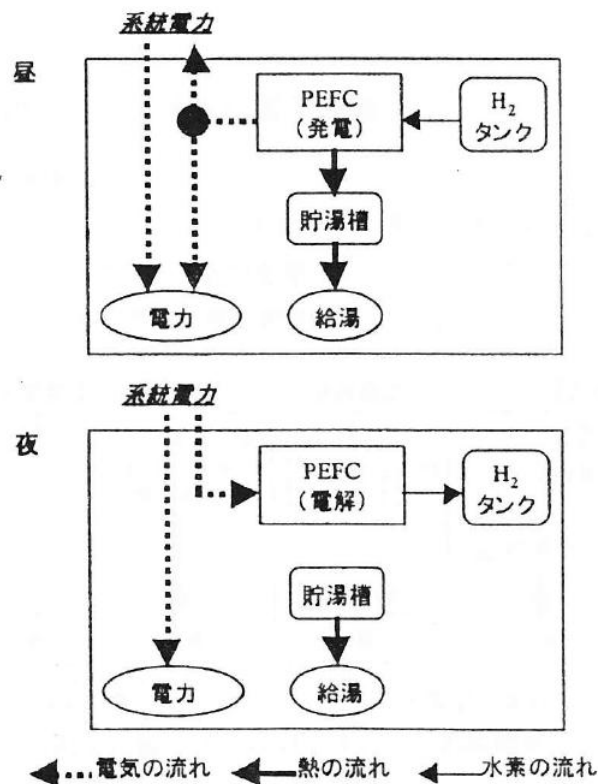


図 12 水素自給型 PEFC システムのエネルギー供給概念図 [24]

2. 5. 3. 2 燃料電池システムによる集合住宅への電力、熱、水素供給に関する研究事例

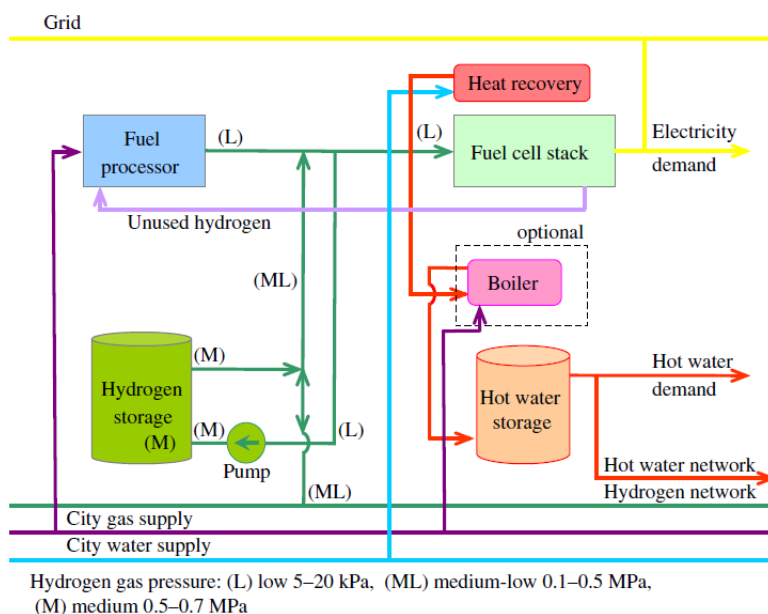


図 13 燃料電池システムのエネルギー供給概念図[25]

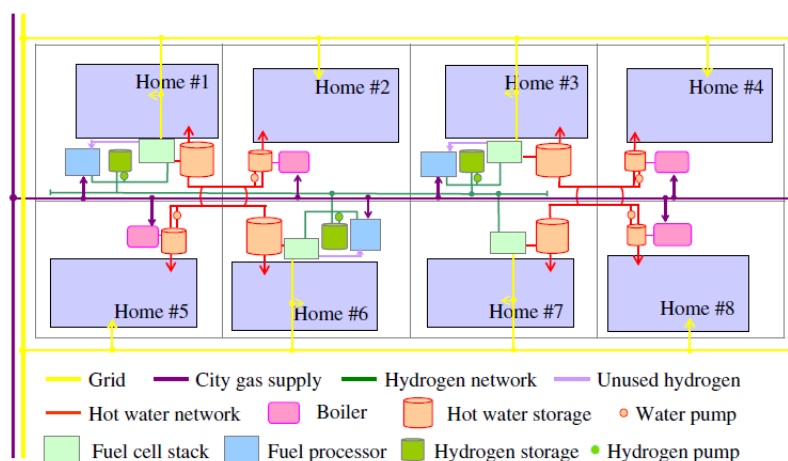


図 14 各世帯におけるエネルギー供給概念図[25]

安芸ら[25,26]は、集合住宅の各世帯に燃料処理装置、水素貯蔵タンク、燃料電池セル、貯湯タンク、給湯器から構成される燃料電池システムを導入すると共に、全 8 世帯の各世帯間で

の電力、温水、水素を融通するシステムの運用スケジュールの最適化及びその導入効果をエネルギーコスト及び CO₂ 排出量の観点で評価している。燃料電池システムによるエネルギー供給概念図を図 13 に、各世帯におけるエネルギー供給概念図を図 14 に示す。

上記研究の結果、燃料電池システムは、電力及び熱需要に基づき運用スケジュールを設定する必要があり、夏とその他の季節で異なる運用スケジュールを設定する必要があることが明らかにされている。さらに、各世帯間で燃料電池システムの電力、温水、水素を融通するで、エネルギーコスト及び CO₂ 排出量の削減が可能であると報告されている。なお、これらは、水素製造を対象とするという観点では、本論文と親和性が高いものの、本論文の最大の目的である燃料電池システムによって FCV 用水素を製造し、供給する、すなわち水素ステーション代替として機能させることについては検討されていない。

2. 5. 3. 3 既往研究（既存技術）と本研究の関係

上記の既往研究（既存技術）はいずれの事例も、本論文と同様、燃料電池システムの水素供給機能に着目しているものの、部分負荷効率を考慮しながら、燃料電池セルと燃料処理装置を独立に運用可能とする燃料電池システムについては検討されていない。さらに、燃料電池システムによって FCV 用水素を製造し、供給する、すなわち水素ステーション代替として機能させることは検討されていない。

なお、燃料電池システムは、固体高分子形の市場導入に引き続き、高い発電効率を特徴とする固体酸化物形(SOFC: Solid Oxide Fuel Cell) についても既に普及が始まっている。しかしながら、固体酸化物形燃料電池システムは、固体高分子形とは異なり、一酸化炭素(CO)も燃料として利用できることから、それに付属する改質器には CO 除去装置が含まれていない[27]。そのため、その改質器で製造された水素には多量の CO が含まれるため、この水素を FCV 用燃料として使用することは困難となる。そこで本研究では、改質器に予め CO 除去装置が備わっている固体高分子形燃料電池を対象とした。

第3章 ソーダ電解工場用高効率水素エネルギーシステムの技術 評価

3.1 はじめに

ソーダ電解工場、石油化学工場等において、化学製品を製造する過程で生産される副生水素と呼ばれる水素が大量に発生している。副生水素は、そのほぼ全てが有効利用されているものの、その発生源である工場及び近隣の工場で大量の蒸気が必要になるため、副生水素の一部は、蒸気ボイラの燃料として使用されている[1]。蒸気ボイラの燃料であれば、副生水素ではなく、都市ガス等の化石燃料でも燃焼効率を低下させることなく代替可能である一方で、PEFC の燃料としては都市ガスよりも水素の方が高効率に発電することが可能である。そのような概念に基づき、蒸気ボイラに副生水素と熱量等価の都市ガスを供給し、不要となった副生水素を純水素 PEFC で高効率に電力変換することで、水素利用のエクセルギー効率が大幅に向上するため、ランニングコストや CO₂ 排出量を大幅に削減出来るエネルギーシステムの構築が可能であると考えられる。本研究では、ソーダ電解工場を対象に、その工場に導入する副生水素を活用したエネルギーシステムの最適化及びその定量的な効果を明らかにすることを試みた。具体的には、各種文献値を用いて解析モデルを構築した後に、Microsoft 社の Excel ソルバーを用いて、線形計画法に基づくシステムコストの最小化を目的関数とした最適化計算を実施した。その結果、蒸気ボイラ、副生水素を燃料とした純水素 PEFC (副生水素用 PEFC)、ガスタービンコージェネレーションシステム (GT) から構成されるエネルギーシステムの最適な機器出力、エネルギーバランスを明らかにした。また、エネルギーシステムによる導入効果を定量評価するために、システムコスト削減量及び CO₂ 削減量を算出した。さらには、エネルギーシステムの主要構成機器である副生水素用 PEFC の目標イニシャルコスト及び発電効率を明らかにした。

3. 2 ソーダ電解工場と副生水素

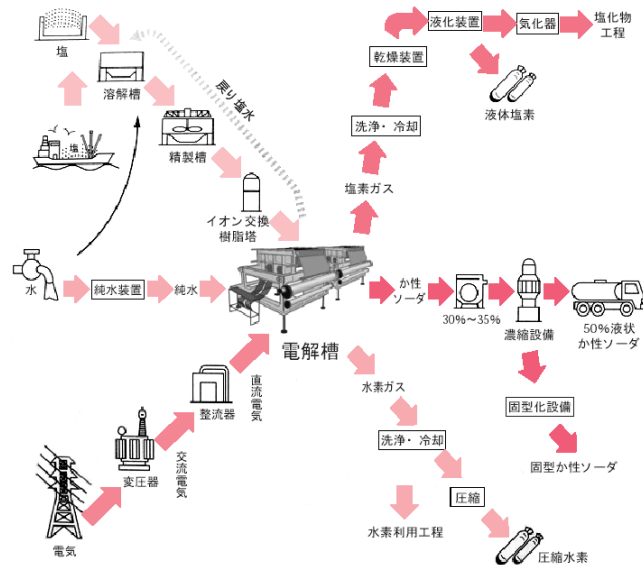


図1 ソーダ電解法の製造プロセス[2]

図1にソーダ電解工場における製造プロセスを示す。苛性ソーダ(水酸化ナトリウム)は、代表的なアルカリ製品であり、工業的に非常に重要な基礎化学品の1つである。1915年に隔膜法・水銀法によるソーダ電解が事業化されたのが、日本における食塩電解工業の始まりであり、2015年現在、国内で23社、29の電解工場が稼働している[2]。原料となる工業塩は溶解された後、イオン交換膜の劣化防止のため、Ca、Mg等の2価の陽イオンや硫酸根等を除去する塩水精製工程を経て、電解槽の陽極室に導入される。陰極室には、純水または希薄苛性ソーダ溶液が供給される。陽極では塩素が発生し、陰極では水素と共に陽イオン交換膜を通過してきたNaイオンと水のOHイオンが反応し苛性ソーダ(NaOH)が生成される。苛性ソーダ水溶液は32~33%程度の濃度で電解槽から抜き出され、そのほとんどは三重効用蒸発缶等で48%程度に濃縮され、外販される。塩素は水洗後、濃硫酸を用いて乾燥され、塩素系化学製品の原料として使用される。水素は、同伴する苛性ソーダのミストを除去するため水洗塔に送られて純水で水洗、冷却され、そのまま使用されるものと、精製工程を経た後に使用されるものに分かれる。ソーダ電解工場からの副生水素は、原理的に副生物や不純物を含有しない

め純度は高く、他工業の副生水素のような分離・濃縮等の必要はない。但し、副生水素の一部は、高純度水素ボンベとして、あるいは半導体工場等へ外販されることから、主に陽極反応の副生物である酸素の除去と水分除去を目的として精製される[3]。

表 1 ソーダ電解副生水素の純度[3]

	O ₂	N ₂	CO ₂	CO	油分	露点	純度
単位	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	℃	%
精製前水素	20	2	-	-	-	30	99.9 以上
精製後水素	0.01	2	0.01	ND	0.1 以下	-90 以下	99.999 以上

精製工程前後における副生水素の純度を表 1 に示す。精製方法は様々だが、例えば、スクリー圧縮機で 2MPa 程度に昇圧しドレン水を分離した後、油分除去のため活性炭吸着を経て、白金、パラジウム触媒で微量に含有する酸素を還元し、最後にモレキュラーシーブで脱湿される。ソーダ電解工場から発生する副生水素の用途は、図 2 に示すような比率であると報告されている[3]。需要がなく大気放散される水素や、ソーダ電解工場及び水素消費量の負荷変動に伴う圧力調整のためにやむを得ず大気放散されている水素(約 5%)を除くと化学原料用途が約半分、蒸気ボイラ用燃料用途が半分を占めている。本研究では、精製工程前の副生水素が純水素 PEFC の燃料として十分な純度を有しているものと仮定し、蒸気ボイラ用燃料として使用されている水素を活用したエネルギーシステムを検討するものとする。

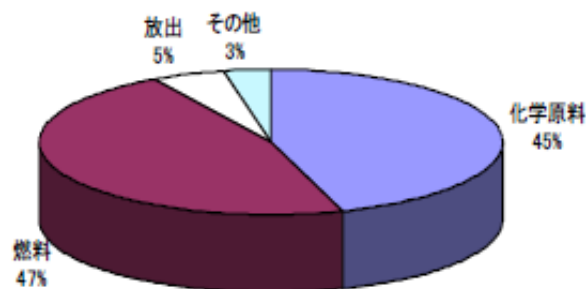


図 2 ソーダ電解工場から発生する副生水素の用途[3]

表 2 記号の定義

Symbol	Unit	Definition
c_1	JPY/kWh	都市ガス価格
c_2	JPY/kWh	電力価格
c_3	JPY/kW	副生水素用PEFCのイニシャルコスト
c_4	JPY/kW	GTのイニシャルコスト
c_5	JPY/kWh	GTのメンテナンスコスト
CD	ton-CO ₂ /year	CO ₂ 総排出量
CD_1	ton-CO ₂ /year	蒸気ボイラの燃料由来CO ₂ 排出量
CD_2	ton-CO ₂ /year	GTの燃料由来CO ₂ 排出量
CD_3	ton-CO ₂ /year	副生水素用PEFCの発電電力由来CO ₂ 排出量
CD_4	ton-CO ₂ /year	GTの発電電力由来CO ₂ 排出量
CT	\$/year	総ランニングコスト
CT_1	\$/year	エネルギーコスト
CT_2	\$/year	メンテナンスコスト
CT_3	\$/year	減価償却コスト
$d_1(t)$	kWh	工場内熱需要
$d_2(t)$	kWh	工場内電力需要
e_1	%	蒸気ボイラの蒸気回収効率
e_2	%	純水素PEFCの温水回収効率
e_3	%	純水素PEFCの発電効率
e_4	%	GTの蒸気回収効率
e_5	%	GTの発電効率
$f_1(t)$	kWh	蒸気ボイラへの都市ガス投入量
$f_2(t)$	kWh	GTへの都市ガス投入量
$f_3(t)$	kWh	蒸気ボイラによる蒸気製造量
$f_4(t)$	kWh	純水素PEFCによる温水製造量
$f_5(t)$	kWh	蒸気ボイラへの温水投入量
$f_6(t)$	kWh	廃熱
$f_7(t)$	kWh	純水素PEFCによる発電電力量
$f_8(t)$	kWh	GTによる蒸気製造量
$f_9(t)$	kWh	GTによる発電電力量
$f_{10}(t)$	kWh	発電所からソーダ電解工場への電力供給量
$h_1(t)$	kWh	副生水素発生量
$h_2(t)$	kWh	廃水素量
$h_3(t)$	kWh	蒸気ボイラへの副生水素投入量
$h_4(t)$	kWh	純水素PEFCへの副生水素投入量
$h_5(t)$	kWh	蒸気ボイラへの副生水素投入量
n	Year	投資回収期間
o_1	ton-CO ₂ /MWh	都市ガスのCO ₂ 排出係数
o_2	ton-CO ₂ /MWh	電力のCO ₂ 排出係数
p_1	kW	蒸気ボイラの蒸気出力
p_2	kW	純水素PEFCの発電出力
p_3	kW	GTの発電出力
t	Hour	工場稼働時間

3. 3 解析方法

線形計画法を用いて、ソーダ電解工場に導入するエネルギーシステムのランニングコストの最小化を目的関数として、各構成機器の最適出力、エネルギーバランスを算出する。

3. 3. 1 解析モデル

解析モデルとして、ボイラシステム(従来システム)、ボイラ・PEFC システム、蒸気ボイラ・PEFC・GTシステムの3ケースを想定し、システム概念図を図3～5に、解析モデル図を図6～8に、図中の記号の定義を表2に示す。

<ボイラシステム (従来システム) >

ボイラシステム(従来システム)は、蒸気ボイラのみから構成される。蒸気ボイラでは、都市ガス及び工場から発生する副生水素を燃料として、工場に必要な蒸気を全量製造するものとする。

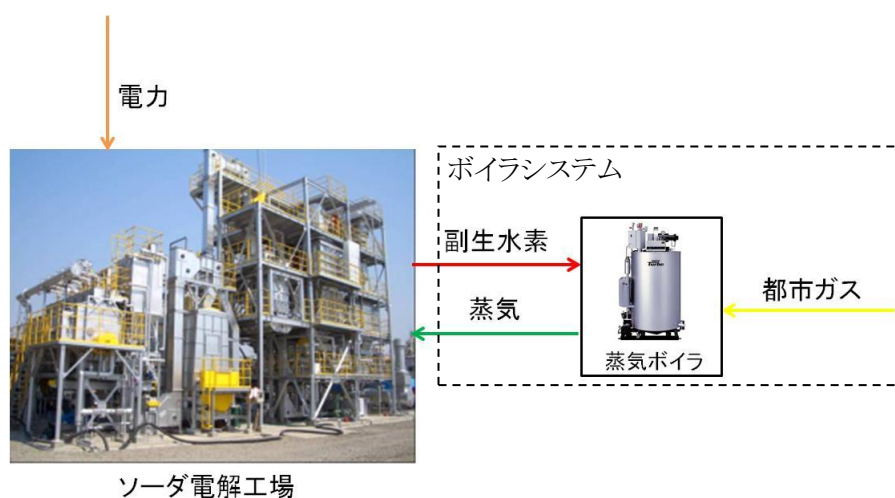


図3 ボイラシステム (従来システム) のシステム概念図

<ボイラ・PEFC システム>

ボイラ・PEFC システムは、蒸気ボイラ及び副生水素用 PEFC から構成される。副生水素用 PEFC では、副生水素を燃料として発電し、蒸気ボイラでは、都市ガス及び副生水素用 PEFC

で使用されなかった副生水素の余剰分を燃料とし、工場で必要な蒸気を全量製造するものとする。

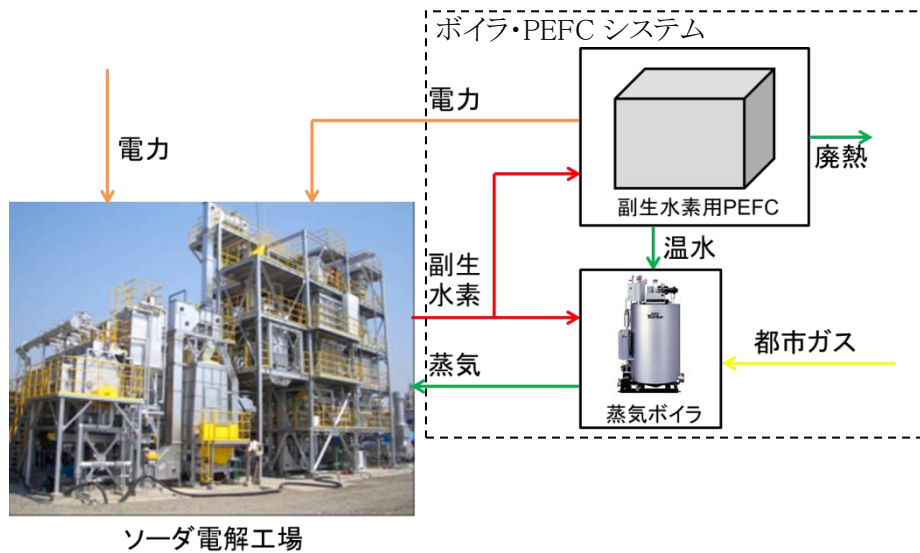


図4 ボイラ・PEFC システムのシステム概念図

<ボイラ・PEFC・GT システム>

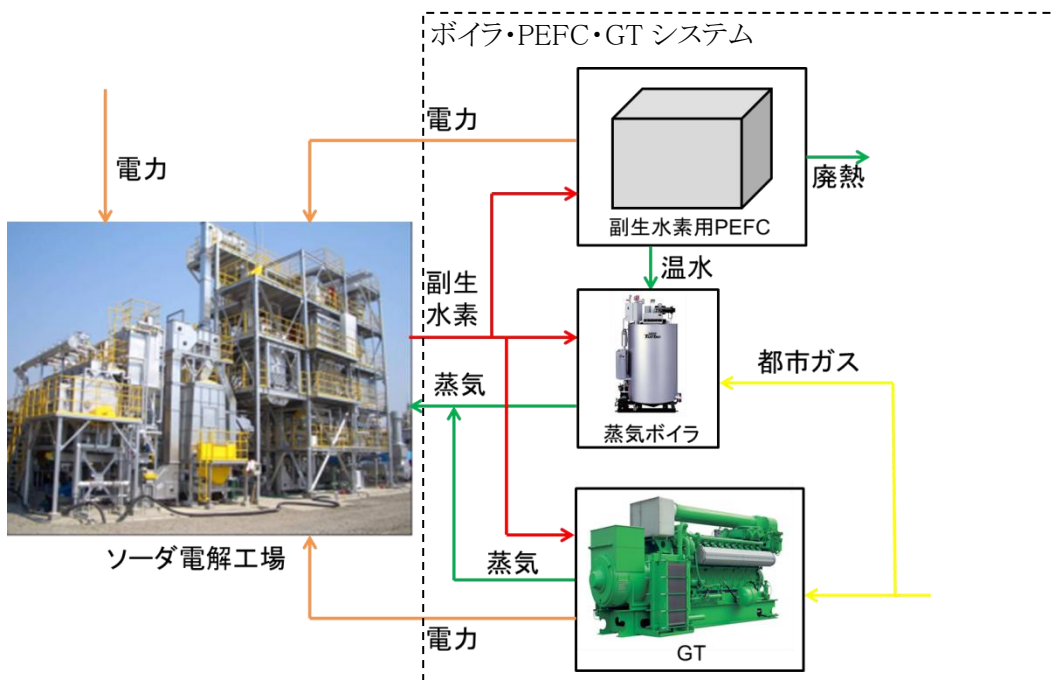


図5 ボイラ・PEFC・GT システムのシステム概念図

ボイラ・PEFC・GT システムは、蒸気ボイラ、副生水素用 PEFC、GT から構成される。副生水素用 PEFC では、副生水素を燃料として発電し、GT では、都市ガス及び副生水素を燃料として発電及び蒸気製造を行い、蒸気ボイラでは、都市ガス及び副生水素用 PEFC、GT で使用されなかった副生水素の余剰分を燃料とし、工場に必要な蒸気を全量製造するものとする。

3. 3. 2 制約条件

下記の式(1)から(10)を満たす、すなわち工場で発生する水素及び必要に応じて供給する都市ガスを燃料として、工場に必要な蒸気が賄われるように、蒸気ボイラ、副生水素用 PEFC 及びGTを運用した。なお、副生水素用 PEFC からの温水は、必要量のみを蒸気ボイラの給水予熱用温水として利用するものとし、余剰分は廃熱とした。また、蒸気ボイラ及びGTの水素混焼率は50%以下となるように式(9)及び(10)の通り設定した。

$$f_3(t) = e_1 \times (f_1(t) + f_5(t) + h_3(t)). \quad (1)$$

$$f_5(t) + f_6(t) \leq e_2 \times h_4(t). \quad (2)$$

$$f_7(t) = e_3 \times h_4(t). \quad (3)$$

$$f_8(t) = e_4 \times (f_2(t) + h_5(t)). \quad (4)$$

$$f_9(t) = e_5 \times (f_2(t) + h_5(t)). \quad (5)$$

$$d_1(t) \leq f_3(t) + f_8(t). \quad (6)$$

$$d_2(t) \leq f_7(t) + f_9(t) + f_{10}(t). \quad (7)$$

$$h_1(t) \geq h_2(t) + h_3(t) + h_4(t) + h_5(t) \quad (8)$$

$$f_1(t) \geq h_3(t). \quad (9)$$

$$f_2(t) \geq h_5(t). \quad (10)$$

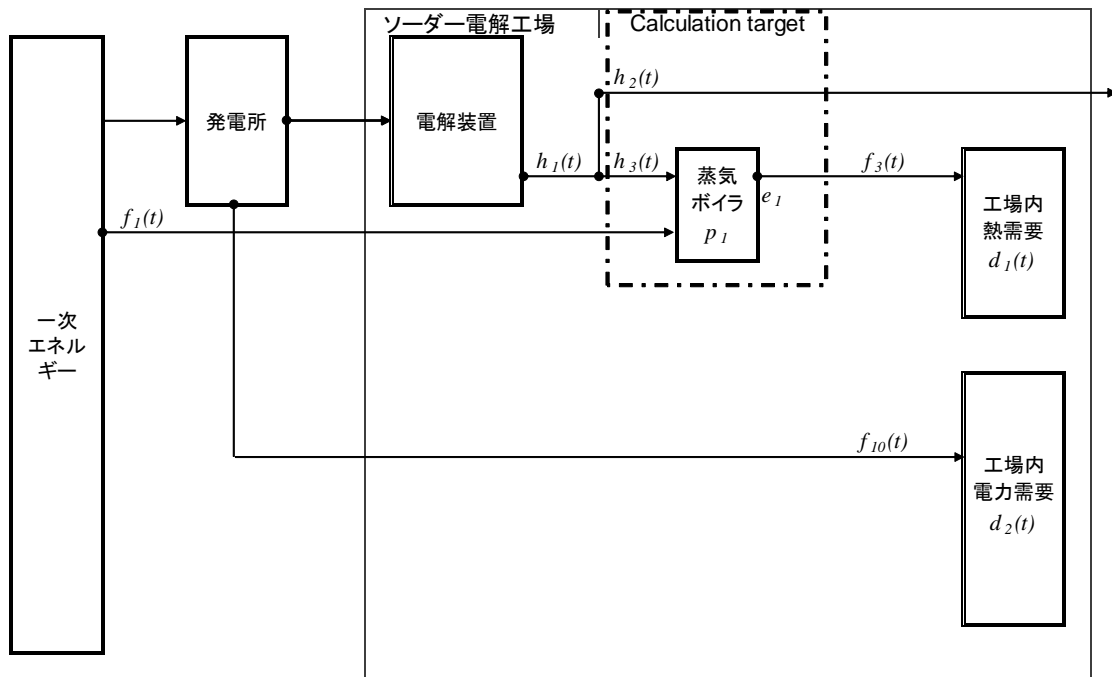


図6 ボイラシステム（従来システム）の解析モデル図

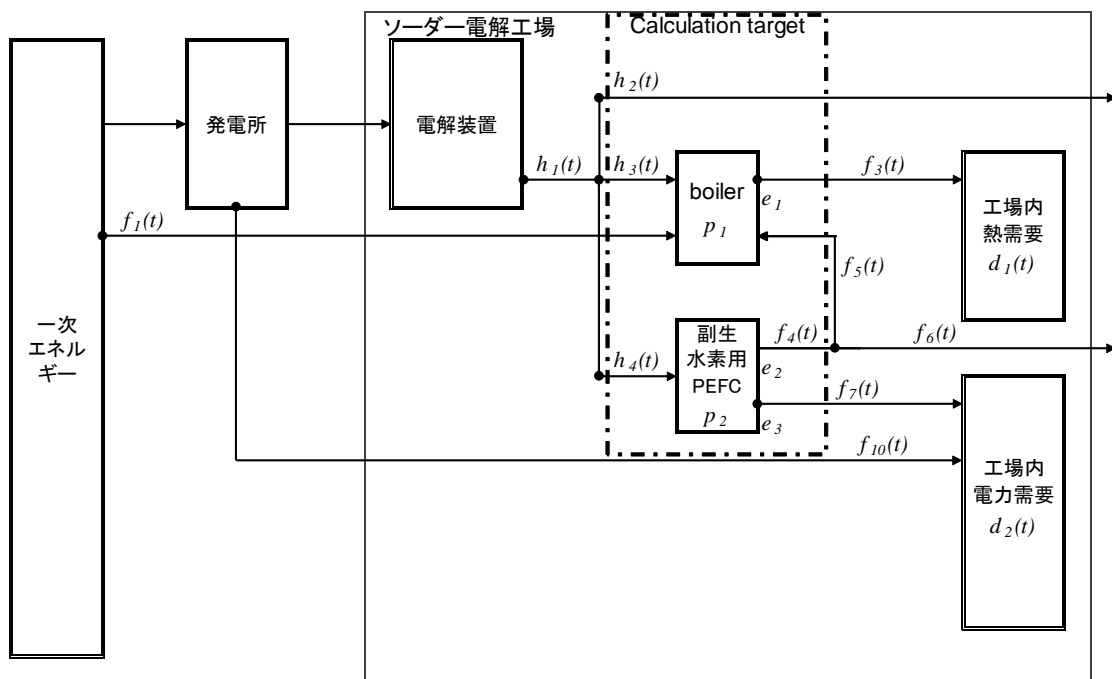


図7 ボイラ・PEFCシステムの解析モデル図

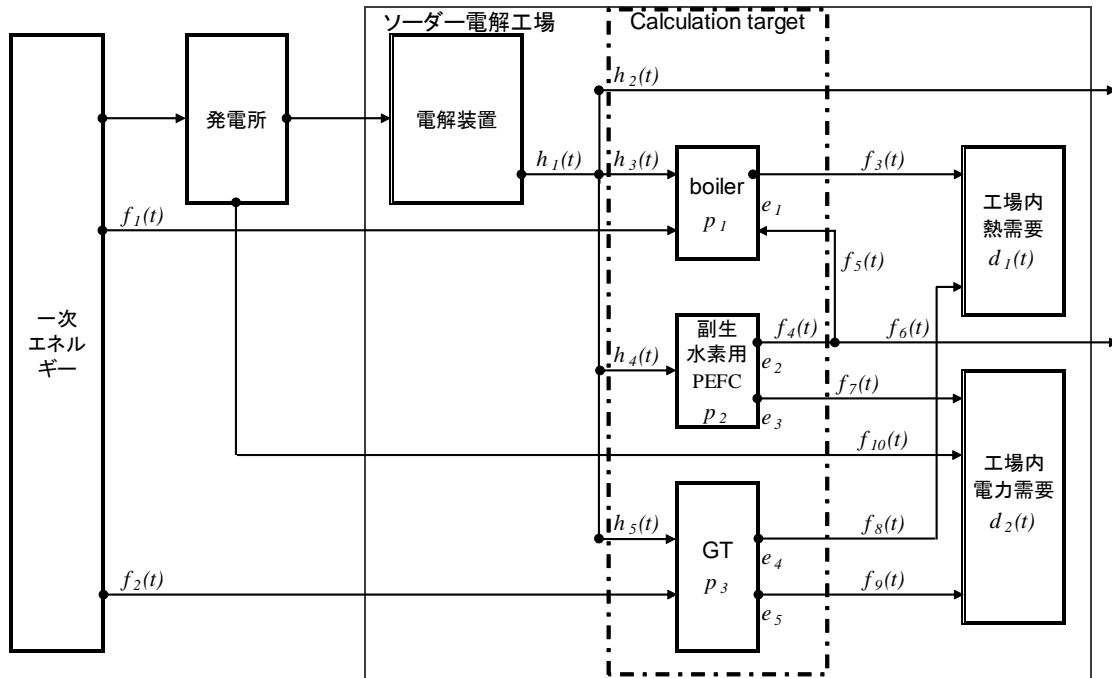


図 8 ボイラ・PEFC・GT システムの解析モデル図

3. 3. 3 目的関数

下記の式(11)から(14)でエネルギーシステムのエネルギーコスト、メンテナンスコスト、償却コストを含むシステムコスト(CT)を定義し、その最小化を目的関数とした。なお、副生水素用PEFC及びGTにより発電した電力は、工場内で使用することとし、その電力由来のエネルギーコストはマイナス分として定義した。

$$CT = CT_1 + CT_2 + CT_3. \quad (11)$$

$$CT_1 = \Sigma ((c_1 \times (f_1(t) + f_2(t)) - (c_2 \times (f_7(t) + f_9(t)))). \quad (12)$$

$$CT_2 = (c_3 \times p_2 + c_4 \times p_3) / n. \quad (13)$$

$$CT_3 = (c_5 \times \Sigma (f_9(t))). \quad (14)$$

3. 3. 4 解析条件

エネルギーシステムの導入対象として、苛性ソーダ生産量が 100,000 ton/年、蒸気使用量が 3,000 MJ/ton-NaOH、蒸気ボイラへの副生水素供給量が 1,500 MJ/ton-NaOH である中規模クラスのソーダ電解工場[3]を想定した。また、工場の稼働時間(t)を 6,000 時間/年(20 時間/日、300 日/年)とし、稼働中は一定の蒸気負荷、副生水素の発生量であると想定した。導入するシステムは、工場の負荷に追従するように稼働日数、時間を設定した。投資回収期間(n)は、家庭用燃料電池システム(エネファーム)の一般的な寿命と同じ 10 年[4]と設定した。

CO₂排出量(CD)を下記の式(15)から(19)で定義し、算出した最適解における CO₂削減効果についても解析した。電力及び都市ガスの CO₂排出係数は 2010 年における日本国内の報告値を用いており、都市ガスの CO₂排出係数(o_1)は 0.183 ton-CO₂/MWh、電力の CO₂排出係数(o_2)は 0.491 ton-CO₂/MWh と設定[5]した。なお、副生水素用 PEFC 及び GT により発電した電力は、工場内で使用することとし、その電力由来の CO₂排出量は、マイナス分として定義した。

$$CD = CD_1 + CD_2 - CD_3 - CD_4. \quad (15)$$

$$CD_1 = o_1 \times \Sigma (f_1(t)) / 1000. \quad (16)$$

$$CD_2 = o_1 \times \Sigma (f_2(t)) / 1000. \quad (17)$$

$$CD_3 = o_2 \times \Sigma (f_7(t)) / 1000. \quad (18)$$

$$CD_4 = o_2 \times \Sigma (f_9(t)) / 1000. \quad (19)$$

表 3、表 4、表 5 に本研究の対象機器(蒸気ボイラ、副生水素用 PEFC、GT)の仕様を示す。蒸気ボイラはエネルギーシステムの導入対象であるソーダ電解工場の蒸気(300,000 GJ/年)が全量製造可能である 14.0 MW 相当のものが導入されていたと想定した。

表 3 蒸気ボイラの仕様[9]

出力 [kW / unit]	e_1 [%]
14000	95.0

副生水素用 PEFC については、総合効率は 95%で一定(温水回収効率 = 95%－発電効率(e_3))とし、発電効率(e_3)は 50～60%、イニシャルコスト(c_3)は 15～50 万円/kWと設定した。なお、効率については、東芝燃料電池システム社の純水素 PEFC において、総合効率 95%、発電効率 55%が既に達成[6]されており、また、将来的には発電効率 60%程度まで向上することが想定される。イニシャルコストについては、東芝燃料電池システム社の純水素 PEFC において、燃料電池システムのイニシャルコストの約半分を占める[7]燃料処理装置及び温水貯蔵タンクを保有しないため、家庭用燃料電池システムの約半分のイニシャルコストが実現可能であると想定される。燃料電池システムの目標イニシャルコストは、2019 年に 80 万円/台(700W)、2030 年に 30 万円/台に設定[7]されているため、純水素 PEFC の目標イニシャルコストは、2019 年に 50 万円/kW、2030 年に 20 万円/kW であると想定される。さらに、純水素 PEFC のイニシャルコストと発電効率はトレードオフの関係であることから、副生水素用 PEFC の発電効率及びイニシャルコストは上記範囲の仕様(表 4)に設定した。定格発電出力については、日本国内で市場導入されている純水素 PEFC としては最大となる定格発電出力 100kW/台[6]とし、メンテナンスコストはイニシャルコストに含まれるものとした。

表 4 副生水素用 PEFC の仕様

出力 [kW / unit]	e_2 [%]	e_3 [%]	c_3 [JPY/kW]
100	35～45	50～60	150,000～500,000

GT については、仕様の異なる複数の機種を選択可能とし、いずれの機種もイニシャルコスト(c_4)は 20 万円/kW[8]、メンテナンスコスト(c_5) は 2.0 円/kWh[8]とした。

表 5 GT の仕様[10]

機種	出力 [kW / unit]	e_4 [%]	e_5 [%]	c_4 [JPY/kW]	c_5 [JPY/kWh]
<i>PUC30D</i>	2910	58.1	23.7	200,000	2.0
<i>PUC60D</i>	5360	55.6	29.2	200,000	2.0
<i>PUC80D</i>	7610	52.1	33.1	200,000	2.0

都市ガス料金(c_1)は、エネルギーシステムの都市ガス使用量に基づき、東京ガス㈱の大口ガス料金の平均価格及び、それらの都市ガス使用量と単価の関係から求めた推定値(表 6 参照)を用いて計算した。

表 6 都市ガス料金[11]

都市ガス使用量 [MWh/year]	c_2 [JPY/kWh]
5625～11249	8.20
11250～22499	7.96
22500～44999	7.64
45000～67499	7.29
67500～89999	7.11 *推定値
90000～	6.93 *推定値

電力料金(c_2)は、エネルギーシステムの導入対象であるソーダ電解工場の全使用電力量に基づき、東京電力㈱の産業用分野の最も安価な料金(表 7 参照)である特別高圧電力 B (140kVA 供給、その他季節)を用いて計算した。

表 7 電力料金[12]

従量料金 [JPY/kWh]	基本料金 [JPY/kWh]	c_1 [JPY/kWh]
13.71	2.25	15.96

3. 4 解析結果

3. 4. 1 ボイラ・PEFC システム

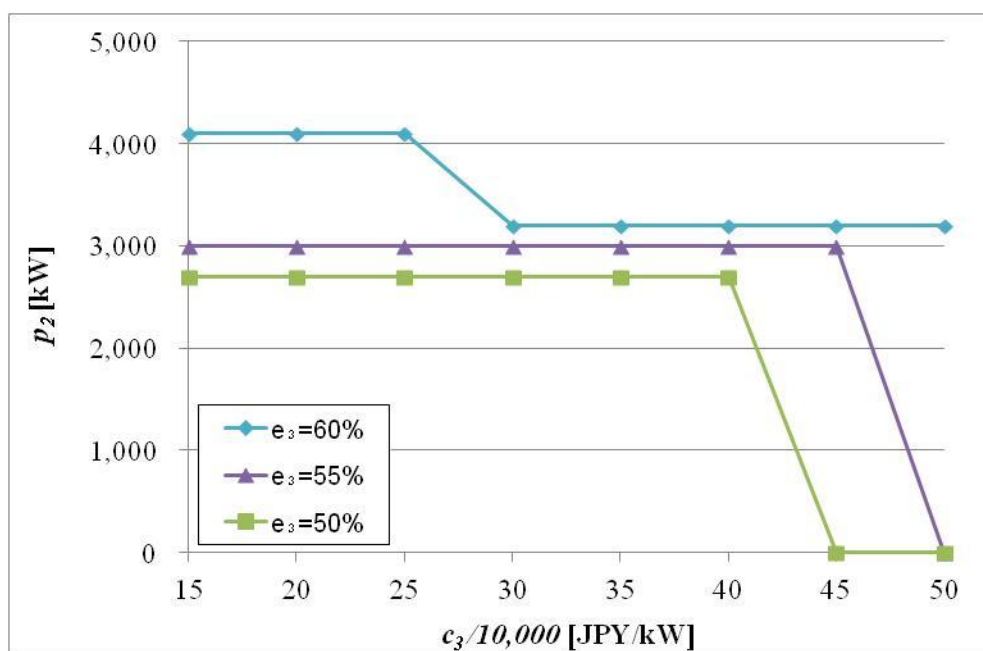


図 9 ボイラ・PEFC システムにおける副生水素用 PEFC のイニシャルコスト (c_3)
及び発電効率 (e_3) と発電出力 (p_2) の関係

システムコストの最小化を目的関数として、線形計画法に基づき、副生水素用 PEFC の発電効率 (e_3) 毎に、ボイラ・PEFC システムにおける機器出力、エネルギーバランスの最適解を算出した。その結果、最適解としては、工場に必要な蒸気は都市ガス及び水素を燃料とした蒸気ボイラ (13.89 MW) で全て賄われると共に、副生水素用 PEFC の発電効率 (e_3) に依存して、蒸気ボ

イラと副生水素用 PEFC への最適な水素供給量が決定され、それに応じた副生水素用 PEFC の出力が算出された。その結果を図 9 に示す。この結果から、イニシャルコスト(c_3)に応じて、副生水素用 PEFC の導入出力(p_2)の最適解が複数存在することが確認されるが、この内、副生水素用 PEFC の発電出力(p_2)が大きい解を大出力解と呼び、小さいケースを小出力解と呼ぶこととした。

図 10 にボイラ・PEFC システムの最適解におけるボイラシステム(従来システム)に対するシステムコスト削減率を示す。なお、図 10 において、システムコスト削減率が 0%となるケースは、導入メリットがないことから、最適解として副生水素用 PEFC が導入されなかったことを意味する。その結果、ボイラ・PEFC システムがボイラシステム(従来システム)に対してシステムコスト削減が実現可能となる副生水素 PEFC の条件は、発電効率が 50%の場合には、イニシャルコスト(c_3)が 45 万円/kW 以下、発電効率が 60%の場合では、イニシャルコスト(c_3)が 50 万円/kW 以下であることが明らかになった。

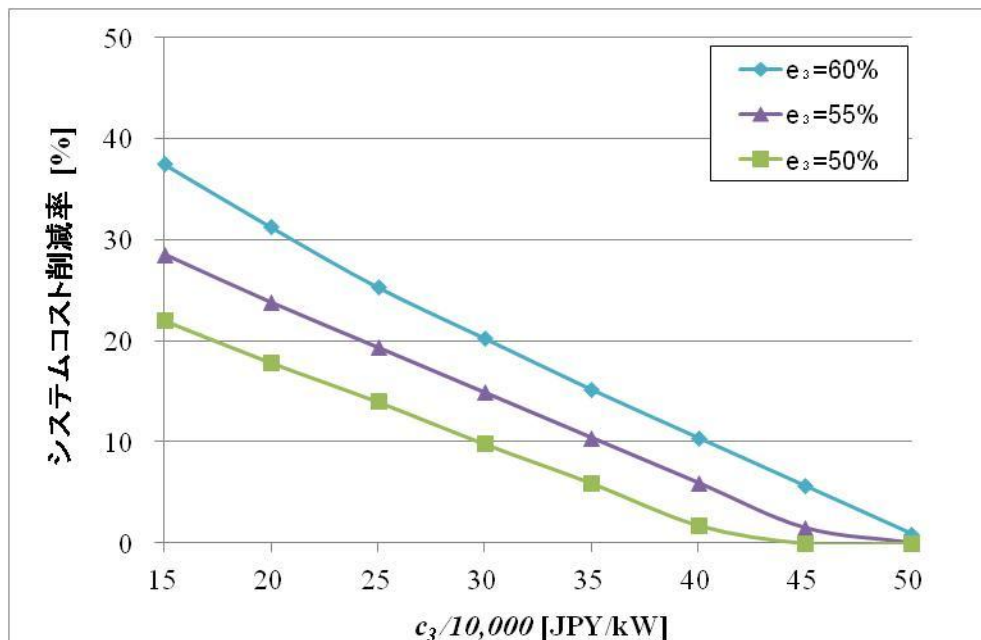


図 10 ボイラ・PEFC システムにおける副生水素用 PEFC のイニシャルコスト (c_3)
及び発電効率 (e_3) とランニングコスト削減率の関係

図 11 にボイラ・PEFC システムの最適解におけるボイラシステム(従来システム)に対する CO₂削減量及び削減率を示す。その結果、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 55%以下の小出力ケースにおいては、副生水素用 PEFC が導入されない(導入出力が 0)ため、CO₂削減効果はないが、それ以外の条件においては、ボイラ・PEFC システムはボイラシステム(従来システム)に対して CO₂削減が可能であり、その効果は副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)に依存することが分かった。

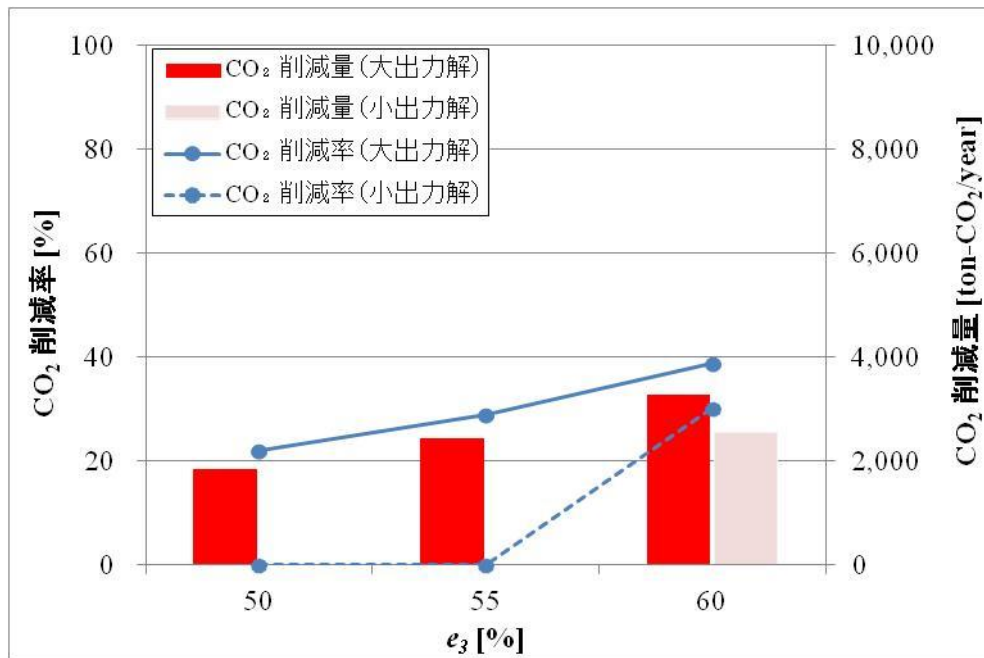


図 11 ボイラ・PEFC システムにおける副生水素用 PEFC の発電効率 (e_3) と CO₂削減量及び CO₂削減率の関係

2. 4. 2 ボイラ・PEFC・GT システム

システムコストの最小化を目的関数として、線形計画法に基づき、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)毎に、ボイラ・PEFC・GT システムにおける機器出力、エネルギーバランスの最適解を算出した。その結果、ボイラ・PEFC・GT システムの最適解としては、副生水素用 PEFC の発電効率に依存せず、GT の中で最も発電効率の高い PUC80D(7.61 MW)が 1 台導入され、不足

する蒸気は蒸気ボイラ(1.91 MW)で賄われると共に、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)に応じて、GT と副生水素用 PEFC への水素供給量が決定され、それに応じた副生水素用 PEFC の出力が算出された。その結果を図 12 に示す。この結果から、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 55%以上の場合には、インシヤルコスト(c_3)に応じて、副生水素用 PEFC の導入出力(p_2)の最適解が複数存在することが確認されるが、この内、副生水素用 PEFC の発電出力(p_2)が大きい解を大出力解と呼び、小さいケースを小出力解と呼ぶこととした。

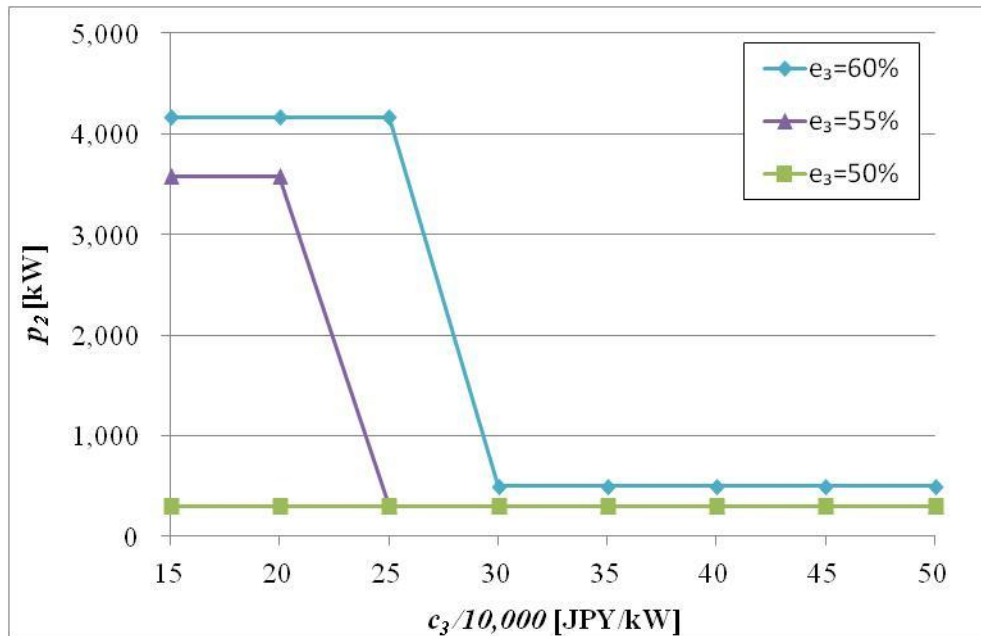


図 12 ボイラ・副生水素用 PEFC・GT システムにおける副生水素用 PEFC のインシヤルコスト (c_3) 及び発電効率 (e_3) と発電出力 (p_2) の関係

図 13 にボイラ・PEFC・GT システムの最適解における蒸気ボイラシステム(従来システム)に対するシステムコスト削減率を示す。その結果、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 50%以下及びインシヤルコスト(c_3)が 35 万円/kW 以上の場合には、副生水素用 PEFC の導入出力(p_2)及びメリットは小さいため、ほぼ GT 単独の導入効果により、蒸気ボイラシステム(従来システム)に対してシステムコストが削減されることが分かった。一方、発電効率(e_3)が 55%以上、イニ

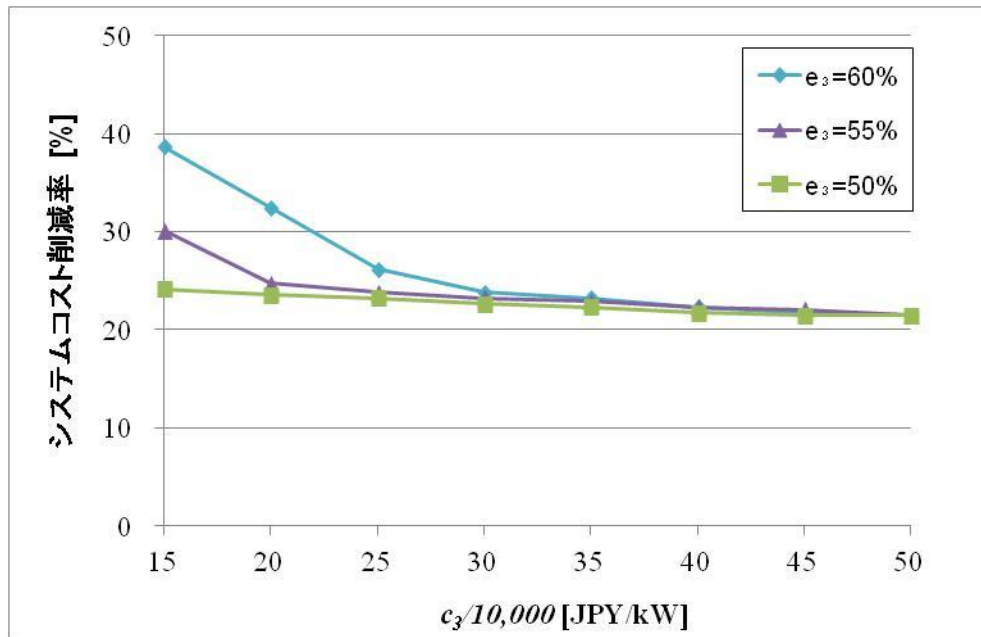


図 13 ボイラ・PEFC・GT システムにおける副生水素用 PEFC のイニシャルコスト (c_3)
及び発電効率 (e_3) とランニングコスト削減率の関係

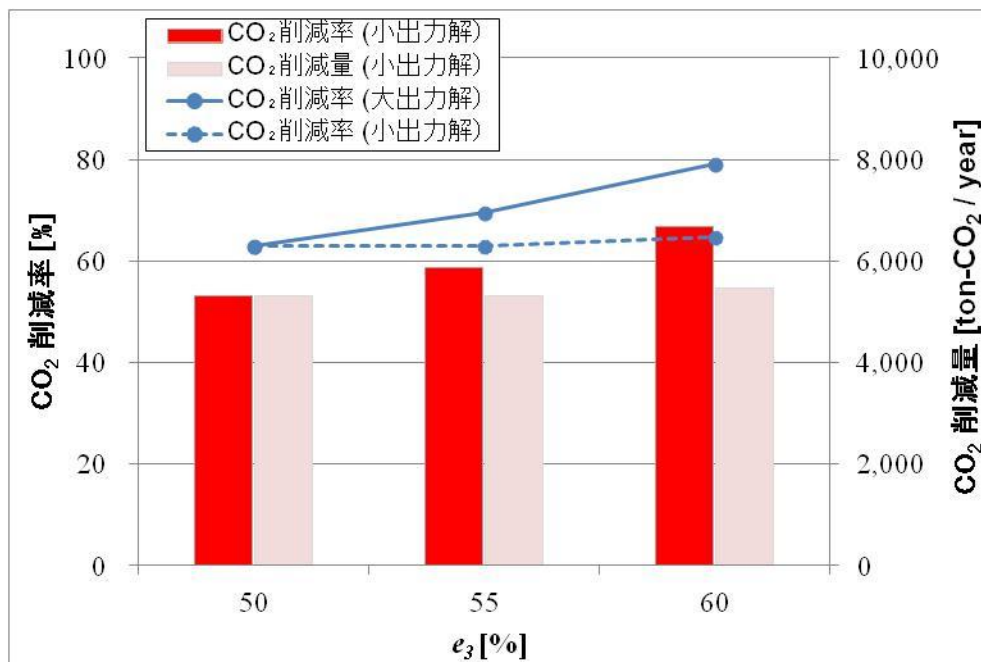


図 14 ボイラ・PEFC・GT システムにおける副生水素用 PEFC の発電効率 (e_3) と
CO₂削減量の関係

シャルコスト(c_3)が 35 万円/kW 以下の場合には、GT の導入効果に加え、副生水素用 PEFC の導入効果による追加のシステムコスト削減が可能であることが分かった。

図 14 にボイラ・PEFC・GT システムの最適解におけるボイラシステム(従来システム)に対する CO₂削減量及び削減率を示す。その結果、また、環境性の観点では、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 50%以下では副生水素用 PEFC の発電出力(p_2)及びメリットは小さく、発電効率(e_3)が 55%以上の場合には、GT の導入効果に加え、副生水素用 PEFC の導入効果による追加の CO₂削減が可能であることが分かった。

3. 5 考察

3. 5. 1 ボイラ・PEFC システム

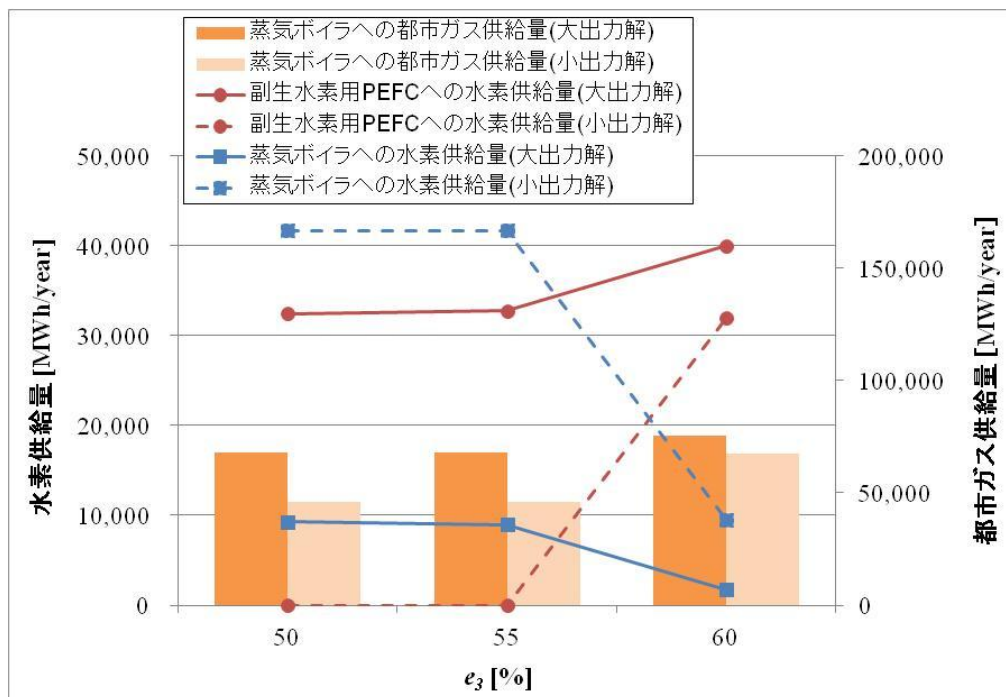


図 15 ボイラ・PEFC システムにおける副生水素用 PEFC の発電効率 (e_3) とエネルギーバランスの関係

ボイラ・PEFC システムの最適解における副生水素用 PEFC の発電効率(e_3) とエネルギーバランスの関係を図 15 に示す。その結果、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 50%から 55%の範囲では、大出力解においては、水素及び都市ガス供給量がほぼ一定となっていることが確認された。これは、エネルギーシステムからの廃熱量が最小になる、すなわち、副生水素用 PEFC で製造される温水量と蒸気ボイラの予熱に必要な温水量をバランスするように副生水素用 PEFC 及び蒸気ボイラへの水素供給量が決定されるからである。また、都市ガスの料金メニューにおける都市ガス料金 7.11 円/kWh と 7.29 円/kWh の閾値である都市ガス使用量が 67,500 MWh を超えるように、蒸気ボイラへの都市ガス供給量を決定されるからである。小出力解においては、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 50%から 55%の範囲では、副生水素用 PEFC への水素供給はなく、水素の全量が蒸気ボイラに投入されていることが確認された。これは、副生水素 PEFC の導入メリットがないことから、導入されていないからである。

一方で、発電効率が 60%の場合には、55%以下の場合に比べ、大出力解、小出力解共に、副生水素用 PEFC への水素供給量が急増している。これは、副生水素用 PEFC の温水が蒸気ボイラの温水予熱として一部使用可能であるのに加え、発電効率の高まりによりモノジェネレーションとしても副生水素用 PEFC の総合エネルギー効率が蒸気ボイラのエネルギー効率に比べて格段に大きくなったことから、水素のほぼ全量を副生水素用 PEFC へ供給するように決定されたと考えられる。従って、このことから、蒸気ボイラ・PEFC システムとして、システムコスト削減及び CO₂削減ポテンシャルを十分に引き出すためには、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 60%以上であることが望ましいことが示唆された。

2. 5. 2 ボイラ・副生水素用 PEFC・GT システム

ボイラ・PEFC・GT システムの最適解における副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)とエネルギーバランスの関係を図 16 に示す。その結果、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 55%以上の場合では、50%の場合に比べ、副生水素用 PEFC への水素供給量が急増している。これは、

副生水素用 PEFC の温水が蒸気ボイラの温水予熱として一部使用可能であるのに加え、発電効率の高まりによりモノジェネレーションとしても副生水素用 PEFC の総合エネルギー効率が GT の総合エネルギー効率に比べて格段に大きくなったことから、水素のほぼ全量を副生水素用 PEFC へ供給するように決定されたためである。従って、このことから、ボイラ・PEFC・GT システムにおけるランニングコスト削減及び CO₂ 削減ポテンシャルを十分に引き出すためには、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)は 55%以上であることが望ましいことが示唆された。

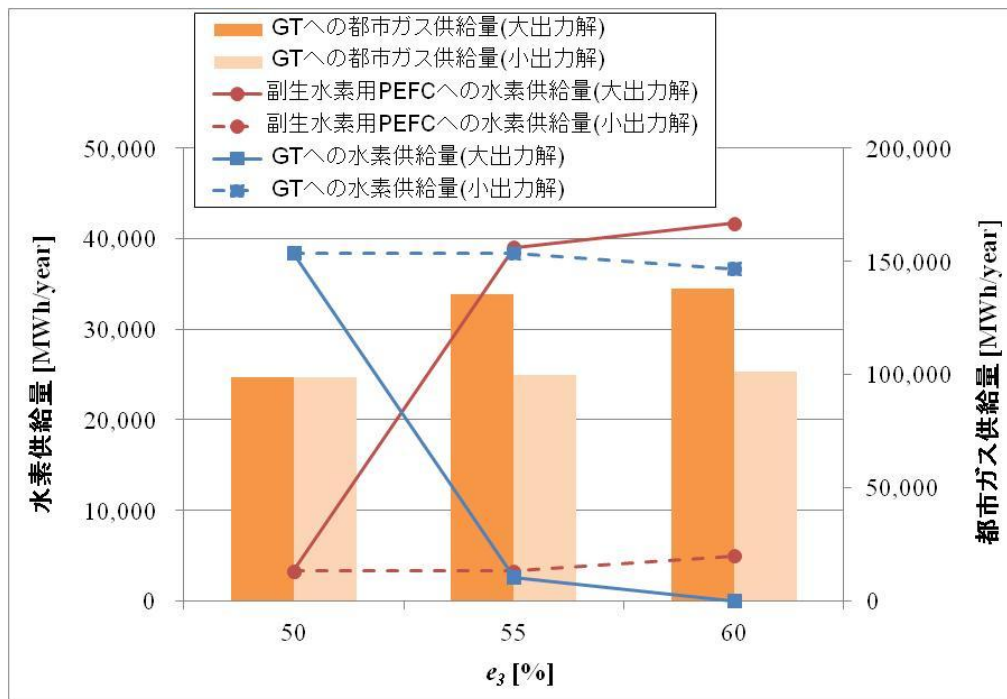


図 16 ボイラ・PEFC・GT システムにおける副生水素用 PEFC の発電効率 (e_3) とエネルギーバランスの関係

3. 5. 3 ボイラ・PEFC システムとボイラ・PEFC・GT システムの比較

ボイラ・PEFC システムとボイラ・PEFC・GT システムの各最適解における副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)毎のシステムコスト削減率の比較を図 17 に示す。なお、ここでは、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)は、東芝燃料電池システム(株)[6]によって既に実現されている $e_3 = 55\%$ 及

び将来実現する可能性が高いと考えられる $e_3=60\%$ についてのみ議論した。

その結果、副生水素用 PEFC のイニシャルコスト(c_3)が高く、発電効率(e_3)が低い場合には、ボイラ・PEFC・GT システムはボイラ・PEFC システムのシステムコスト削減効果を上回ることが明らかになった。一方で、副生水素用 PEFC のイニシャルコスト(c_3)が安く、発電効率(e_3)が高い場合には、ボイラ・PEFC・GT システムはボイラ・PEFC システムのシステムコスト削減効果はほぼ同等であることが明らかになった。

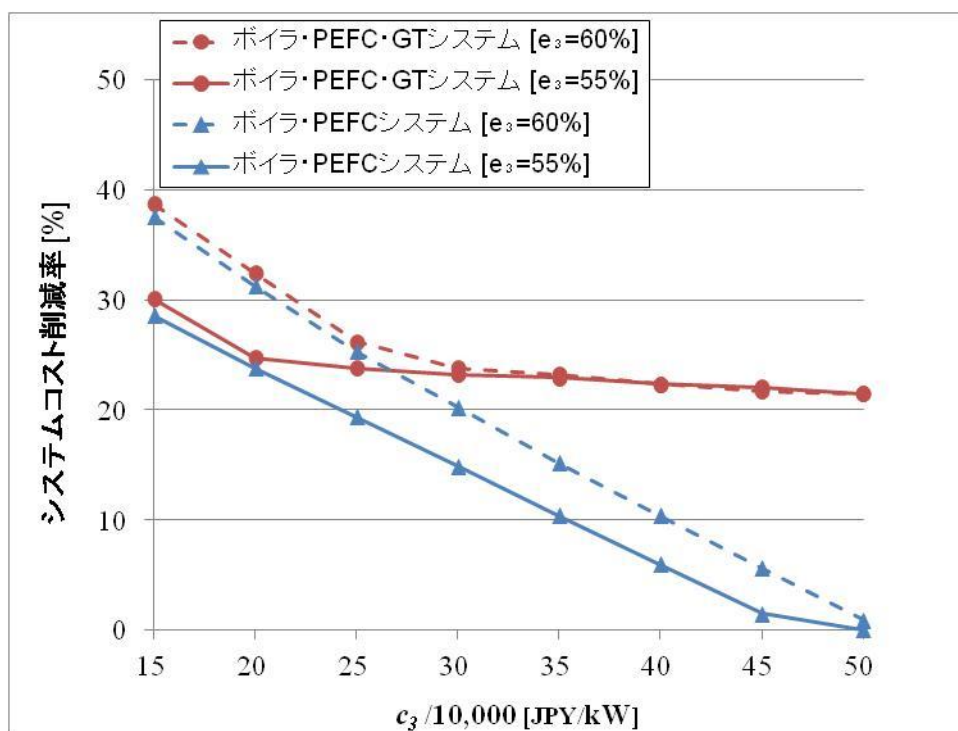


図 17 ボイラ・PEFC システムと蒸気ボイラ・PEFC・GT システムの導入効果の比較

以上のことから、副生水素用 PEFC の黎明期すなわち、十分な低コスト化及び高性能化が実現されるまでは、ソーダ電解工場にはボイラ・PEFC・GT システムが最適であり、副生水素用 PEFC の十分な低コスト化及び高性能化が実現する将来においては、ボイラ・PEFC システムが最適であると考えられる。

3. 6 まとめ

線形計画法に基づき、システムコストの最小化を目的関数とした最適化計算を実施することで、ソーダ電解工場に導入する蒸気ボイラ、副生水素用 PEFC、GT から構成されるエネルギーシステムの最適解を明らかにし、そのシステムコスト削減効果及び CO₂ 削減効果を算出し、以下のことを明らかにした。

○ボイラ・PEFC システムでは、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 50%の場合には、イニシャルコスト(c_4)が 45 万円/kW 以下、発電効率(e_3)が 60%の場合では、イニシャルコスト(c_4)が 50 万円/kW 以下であれば、ボイラシステム(従来システム)に対してシステムコスト削減が可能であることが分かった。また、発電効率(e_3)が 50%から 60%の範囲でいずれも、ボイラシステム(従来システム)に対して CO₂ 削減も可能であることが分かった。

○ボイラ・PEFC・GT システムでは、副生水素用 PEFC の発電効率(e_3)が 55%以上及びイニシャルコスト(c_3)が 35 万円/kW 以下の場合には、副生水素用 PEFC の導入効果によるシステムコスト削減が可能であることが分かった。また、発電効率(e_3)が 50%以上の場合には、副生水素用 PEFC の導入による追加の CO₂ 削減が可能であることが分かった。

○副生水素用 PEFC の黎明期すなわち、十分な低コスト化及び高性能化が実現されるまでは、ソーダ電解工場にはボイラ・PEFC・GT システムが最適であり、副生水素用 PEFC の十分な低コスト化及び高性能化が実現する将来においては、ボイラ・PEFC システムが最適である。

今後は、ソーダ電解工場の副生水素に含まれる微量不純物を分析し、副生水素用 PEFC への影響を検証すると共に、必要に応じ不純物対策技術を開発予定である。さらには、本システムを石油精製工場、製油所等へ展開予定である。

第 4 章 製油所用高効率水素エネルギーシステムの技術評価

4. 1 はじめに

製油所では、原油を精製して、重油、ガソリン、軽油を始めとした燃料油を製造する過程で

大量の水素を必要とするため、大規模な水素製造装置を保有している。水素製造装置は燃料油の製造ピークに対応できるよう十分な余力があり、年間 47 億 Nm³ の水素の供給余力があると言われている[1]。この水素は、約 450 万台の FCV あるいは、発電効率 50%を有する純水素 PEFC で発電した場合には、約 800 MW 分の燃料に相当する。さらには、将来の石油製品の需要減少、処理原油の重質化等の影響を受け、水素供給余力が向上、すなわち水素製造装置の稼働率がさらに低下する可能性がある[2]。一方で、水素製造装置は、稼働率が低い場合には、放熱ロスの増大等により水素製造効率が低下[3]してしまうことから、省エネ性の観点では、より高い稼働率で稼働させることが望ましい。そこで、我々は、製油所内の水素製造装置の稼働率を向上させることで、製油所のランニングコストや CO₂ 排出量を削減するための新たなエネルギーシステムを検討している。これは、製油所内に大型の純水素 PEFC システム（純水素 PEFC）を新たに導入し、既設の水素製造装置及び水素貯蔵タンクと連動させることで、水素を追加製造し、水素製造装置の稼働率すなわち水素製造効率を向上させると共に、余剰水素を用いて純水素 PEFC で高効率に電力変換するシステムである。このシステムのポテンシャルを十分に引き出すためには、水素製造装置及び純水素 PEFC の稼働率を最大化することが望ましい。但し、一般的に、製油所内の水素製造装置の稼働率すなわち水素の追加生産可能量が月毎に変動するため、水素製造装置及び純水素 PEFC を共に年間を通して定格出力で運転することは困難であるため、純水素 PEFC の導入出力を最適化する必要がある。

本研究では、製油所内の水素製造装置を対象に、水素製造装置の月別稼働率、電力、都市ガス料金及び純水素 PEFC の各種パラメータに基づき、エネルギーシステムの最適化及びその定量的な効果を明らかにすることを試みた。具体的には、各種文献値を用いて解析モデルを構築した後に、Microsoft 社の Excel ソルバーを用いて、線形計画法に基づくシステムコストの最小化を目的関数とした最適化計算を実施した。その結果、水素製造装置、純水素 PEFC、水素貯蔵タンクから構成されるエネルギーシステムの最適な機器出力を明らかにした。

また、本システムの効果を定量評価するために、システムコスト削減量及びCO₂削減量を算出した。さらには、エネルギーシステムの主要構成機器である純水素 PEFC の目標イニシャルコスト及び発電効率を明らかにした。

4. 2 製油所における水素製造

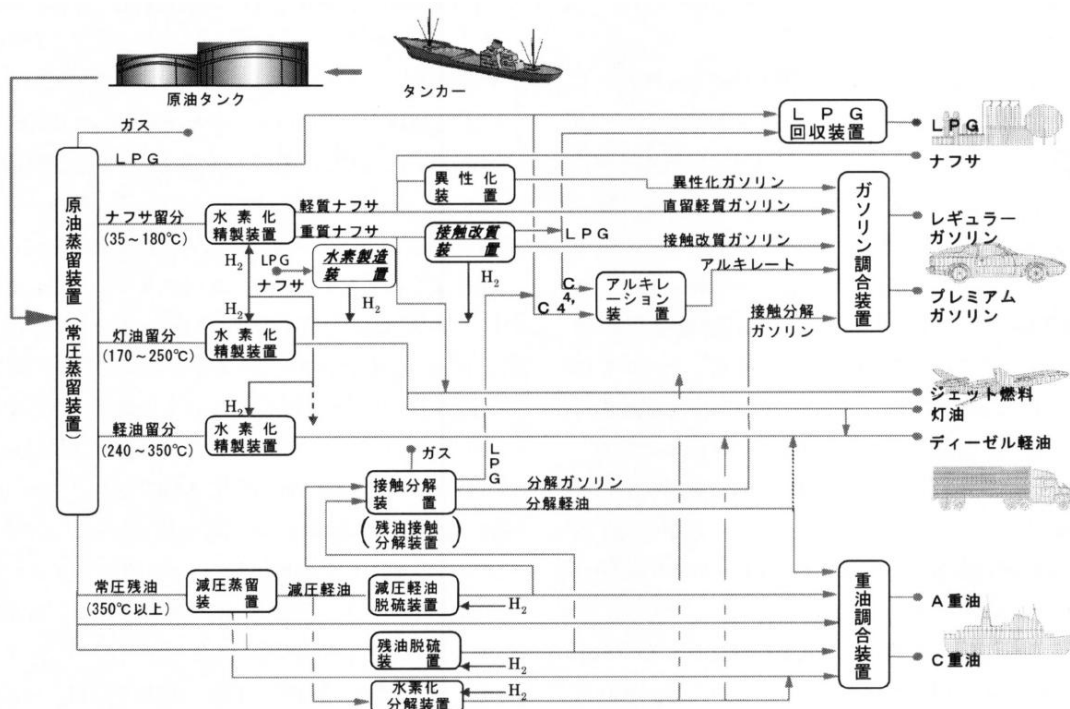


図1 製油所フロー図[1]

図1に製油所における石油精製のフローを示す。現在、製油所では、ナフサ・灯油・軽油の水素化精製、灯油・軽油・減圧軽油の脱硫、減圧軽油の水素化分解で水素を大量に消費している。一方で、ガソリンを製造する接触改質装置、LPG、ナフサ、都市ガス等の水蒸気改質を行う水素製造装置により、水素を製造している。基本的には、接触改質水素由来の副生水素は、全て製油所内で消費されており、不足分の水素を水素製造装置によって追加製造されている。水素製造装置のプロセスを図2に示す。原料であるLPG、ナフサ、都市ガス等は脱硫さ

れ、その後、水蒸気改質、シフト反応等を経て、純度 99%前後の水素[4]となる。通常、製油所による製品生産量には季節変動があるため、それに連動して水素製造装置の稼働率も変動する。さらに、水素製造装置は、ピーク需要に応じて定格水素製造量が設計されていることや、昨今の製品需要の低下に伴い、日本全国の製油所内水素製造装置の年間平均稼働率は60%を下回ると言われている[5,6,7]。

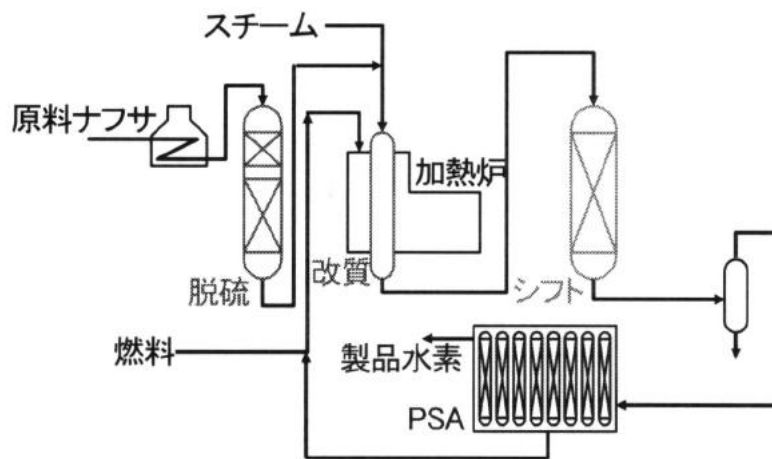


図 2 水素製造装置のプロセス[8]

4. 3 解析方法

4. 3. 1 解析モデル

図 3 に従来の製油所における解析モデル図を、図 4 に純水素 PEFC を導入した PEFC 発電システムにおける解析モデル図を示す。本研究では、水素製造装置の燃料として都市ガスを使用している製油所を対象とし、水素を追加製造する際の追加燃料も都市ガスを使用すると仮定した。また、水素高効率利用システムでは、水素製造装置で製造した水素を PSA 等精製装置によって、純度 99.99%の高純度水素に精製、水素貯蔵タンクで貯蔵した後に、純水素 PEFC に燃料として供給することとした。また、図 3、4 中の記号の定義を表 1 に示す。

<従来システム>

従来システムは、水素製造装置からのみ構成されている。水素製造装置は製油所内で必要な水素のみを都市ガスから製造する。

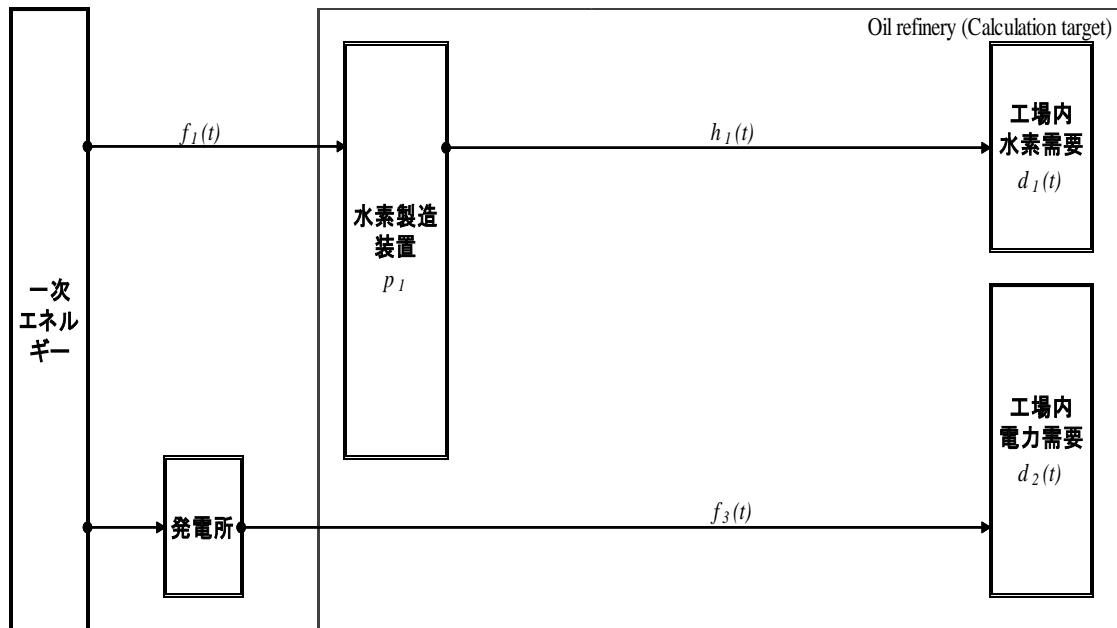


図 3 従来システムのエネルギー解析モデル図

<PEFC 発電システム>

PEFC 発電システムは、純水素 PEFC、水素製造装置、水素貯蔵タンク、水素精製装置から構成される。水素製造装置は、製油所内で必要な水素及び純水素 PEFC で必要となる水素を都市ガスから製造する。純水素 PEFC に使用される水素は、例えば圧力変動吸着法 (PSA 法) などの水素精製装置によって高純度水素 (99.99%) に精製され、水素貯蔵タンクに貯蔵された後、あるいは水素精製装置から直接、純水素 PEFC に供給される。純水素 PEFC では、高純度水素を燃料として発電し、その電力は全量製油所内で消費されるものとする。また、製油所内には温水需要がないことから、純水素 PEFC で発生する温水は全て使用しないこととする。

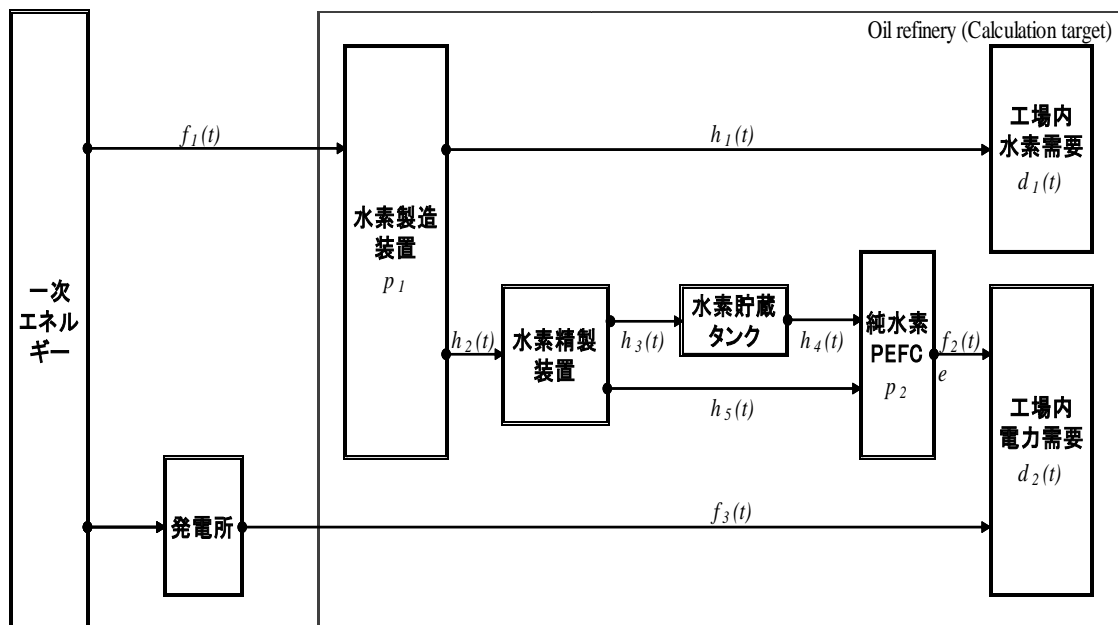


図 4 PEFC 発電システムの解析モデル図

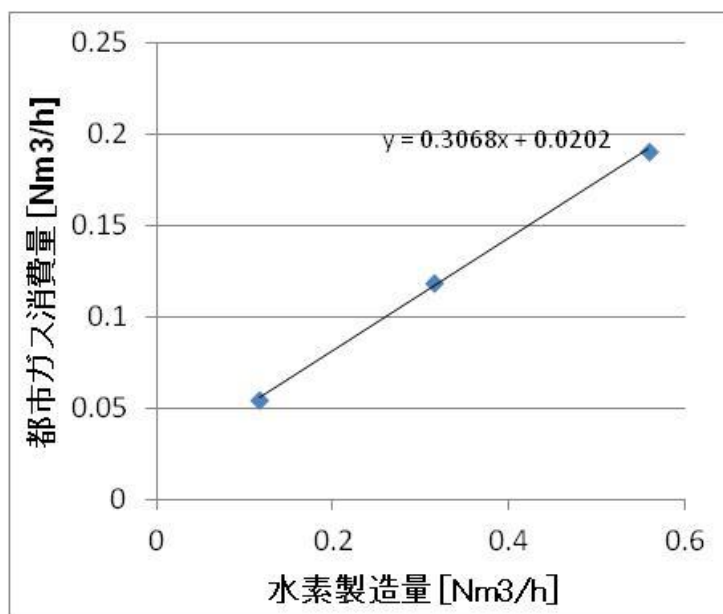


図 5 水素製造装置の水素製造量と都市ガス消費量の関係 [3]

表 1 記号の定義

	Symbol	Unit	Definition
<i>Parameters</i>	e	%	純水素PEFCの発電効率
	p_2	kW	純水素PEFCの発電出力
	c_3	JPY/kW	純水素PEFCのイニシャルコスト
	c_4	JPY/kWh	水素精製コスト
	V	kWh	水素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量
<i>Evaluation indexes</i>	CD	ton-CO ₂ /year	CO ₂ 総排出量
	CD_1	ton-CO ₂ /year	水蒸気改質装置の燃料由来CO ₂ 排出量
	CD_2	ton-CO ₂ /year	純水素PEFCの発電電力由来CO ₂ 排出量
	CT	JPY/year	システムコスト
	CT_1	JPY/year	エネルギーコスト
	CT_2	JPY/year	減価償却コスト
	CT_3	JPY/year	水素精製コスト
	r_1	%	水素製造装置の年間平均稼働率
r_2	%	純水素PEFCの年間平均稼働率	
<i>Energy demand</i>	$d_1(t)$	kWh	製油所内水素需要
	$d_2(t)$	kWh	製油所内電力需要
<i>Energy</i>	$f_1(t)$	kWh	水素製造装置への都市ガス投入量
	$f_2(t)$	kWh	純水素PEFCによる発電電力量
	$f_3(t)$	kWh	発電所から製油所への電力供給量
	$h_1(t)$	kWh	水素製造装置から製油所への水素供給量
	$h_2(t)$	kWh	水素製造装置から水素精製装置への水素供給量
	$h_3(t)$	kWh	水素精製装置から水素貯蔵タンクへの水素供給量
	$h_4(t)$	kWh	水素貯蔵タンクから純水素PEFCへの水素供給量
	$h_5(t)$	kWh	水素精製装置から純水素PEFCへの水素供給量
<i>Constants</i>	c_1	JPY/kWh	都市ガス価格
	c_2	JPY/kWh	電力価格
	o_1	ton-CO ₂ /kWh	都市ガスのCO ₂ 排出係数
	o_2	ton-CO ₂ /kWh	電力のCO ₂ 排出係数
	p_1	kW	水素製造装置の水素製造出力
<i>Others</i>	n	Year	投資回収年数
	t	Hour	工場稼働時間

4. 3. 2 制約条件

PEFC 発電システムでは、下記の式(1)から(10)を満たす、すなわち工場内水素需要量と純水素 PEFC の発電出力に応じた水素需要量を全量賄うように水素製造装置を運用し、その際の最適な水素製造量、純水素 PEFC の導入出力及び水素貯蔵量を決定した。一般的に水素製造装置は、定格出力で最も水素製造効率が大きく、低出力では水素製造効率が低下する。その関係を図 5 に示すとともに、その線形近似式に基づき、水素製造装置の水素製造量と都市ガス消費量の関係式を式(2)で示す[3]。なお、式(2)の $ag = 1.285$ 、 $bg = 21,625$ とし、 bg は最適化計算には含まないものとした。水素貯蔵タンクは、電力価格の安価な夜間に水素を貯蔵した後、翌日の電力価格の高価な昼間に水素を全量放出することとし、一日当たりの水素貯蔵量と水素放出量は一定となるように設定した。また、製油所内の水素製造装置の稼働時間を 8,640 時間/年(24 hours/day, 360days/year)とした。なお、本計算における解像度は 1 時間とした。

$$d_1(t) = h_1(t). \quad (1)$$

$$f_1(t) = ag \times (h_1(t) + h_2(t)) + bg. \quad (2)$$

$$p_1 \geq h_1(t) + h_2(t). \quad (3)$$

$$h_2(t) = h_3(t) + h_5(t). \quad (4)$$

$$d_2(t) \geq f_2(t) + f_3(t). \quad (5)$$

$$p_2 \geq f_2(t). \quad (6)$$

$$f_2(t) = e \times (h_4(t) + h_5(t)). \quad (7)$$

$$V = \sum_{t=1}^{24} (h_3(t)) = \sum_{t=1}^{24} (h_4(t)). \quad (8)$$

$$h_3(t) = 0. \quad (t=8 \sim 22) \quad (9)$$

$$h_4(t) = 0. \quad (t=22 \sim 8) \quad (10)$$

4. 3. 3 目的関数

下記の式(10)から(13)で PEFC 発電システムのエネルギーコスト、メンテナンスコスト、償却コストを含むシステムコストを定義し、その最小化を目的関数とした。なお、純水素 PEFC により発電した電力は、工場内で使用することとし、その電力由来のエネルギーコストはマイナス分として定義した。

$$CT = CT_1 + CT_2 + CT_3. \quad (10)$$

$$CT_1 = c_1 \times \sum_1^{8760} (f_1(t)) - c_2 \times \sum_1^{8760} (f_2(t)). \quad (11)$$

$$CT_2 = c_3 \times p_2 / n. \quad (12)$$

$$CT_3 = c_4 \times \sum_1^{8760} (h_2(t)). \quad (13)$$

4. 3. 4 解析条件

解析対象として、原油処理量 100,000 barrels/year、定格水素製造量 40,000 Nm³/h の水素製造装置を有する中規模クラスの製油所を想定した。水素精製コストは 0.643 JPY/kWh (2.5 JPY/Nm³)[4]、水素貯蔵タンクは製油所内に既設されているものとした。なお、本エネルギーシステムの投資回収期間(n)は、純水素 PEFC の一般的な寿命と同じ 10 年と設定した。

CO₂排出量(CD)を下記の式(14)から(16)で定義し、算出した最適解における CO₂削減効果についても解析した。電力及び都市ガスの CO₂排出係数は 2015 年における日本国内の報告値を用いており、電力の CO₂排出係数(σ_1)は、0.491 ton-CO₂/MWh [9]、都市ガスの CO₂排出係数は、0.183 ton-CO₂/MWh [10]と設定した。本研究では、純水素 PEFC の発電電力は、工場内で使用することとし、その電力由来の CO₂排出量は、マイナス分として定義した。

$$CD = CD_1 - CD_2. \quad (14)$$

$$CD_1 = \sigma_1 \times \sum_1^{8760} (f_1(t)) / 1000. \quad (15)$$

$$CD_1 = \sigma_2 \times \sum_1^{8760} (f_2(t)) / 1000. \quad (16)$$

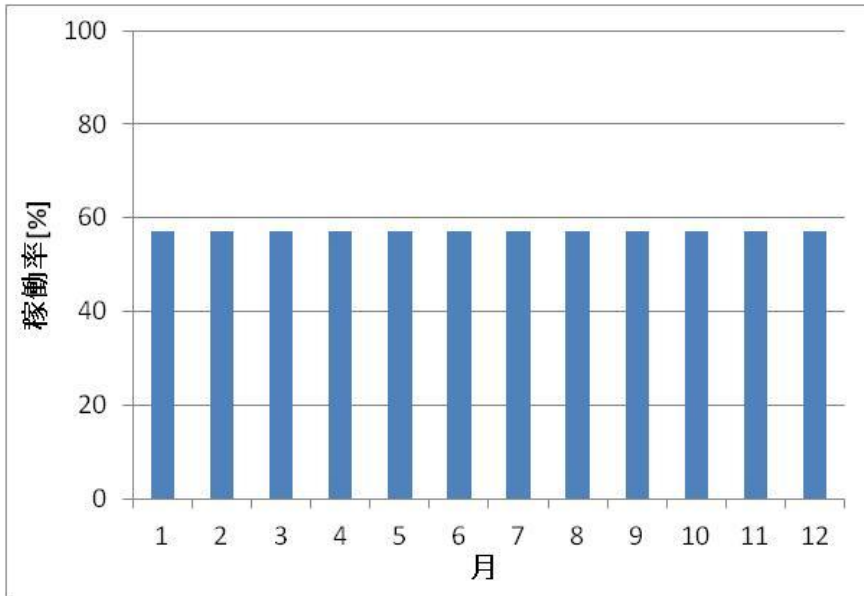


図6 ケース1：水素製造装置の稼働率に月別変動がないケース

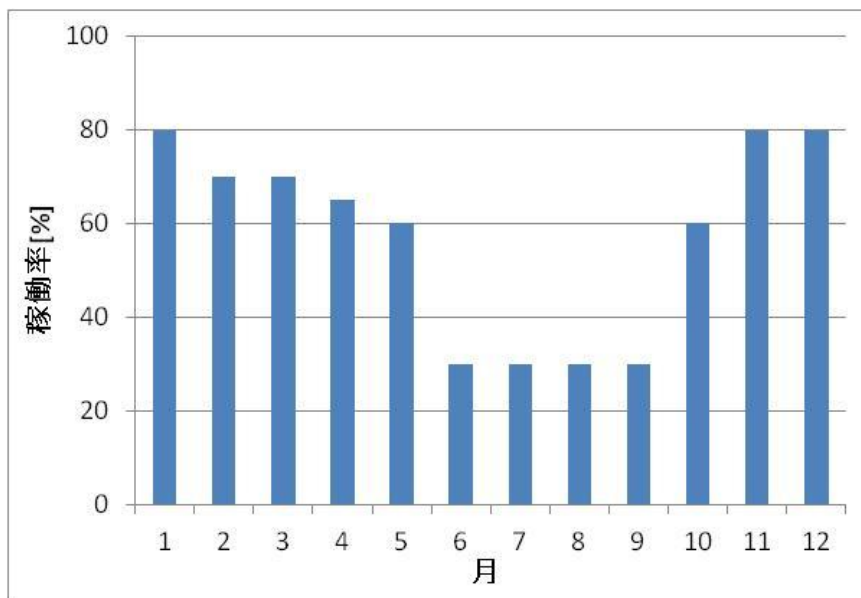


図7 ケース2：水素製造装置の稼働率に月別変動があるケース

水素製造装置(r_1)及び純水素 PEFC(r_2)の年間平均稼働率を式(17)、(18)で定義した。

$$r_1 = \sum_1^{8760} (h_1(t) + h_2(t)) / (p_1 \times t) \times 100. \quad (17)$$

$$r_2 = \sum_1^{8760} (f_2(t)) / (p_2 \times t) \times 100. \quad (18)$$

システムコスト削減率及び CO₂削減率は式(19)、(20)で定義した。ここで CT' 及び CD' は従来システムにおけるシステムコスト及び CO₂ 排出量を示す。

$$\text{System cost reduction} = (CT' - CT) / CT' \times 100. \quad (19)$$

$$\text{CO}_2 \text{ emission reduction} = (CD' - CD) / CD' \times 100. \quad (20)$$

水素製造装置の稼働率は、一般的に冬季が高く、夏季が低いとされている[5]が、製油所によって生産される製品が異なることから月別変動の大きさも異なることが想定される。従って、PEFC 発電システムのポテンシャルを評価するため、システムコスト削減効果及び CO₂削減効果が最大となる条件である'ケース1:水素製造装置の稼働率に月別変動がないケース(図 6 参照)'と、より現実的効果を評価するための代表的な月別稼働率データに基づいた条件である'ケース 2:水素製造装置の稼働率に月別変動があるケース(図 7 参照)'の 2 パターンについて検討した。なお、時間毎、日毎の水素製造量は一定であるものとし、年間平均稼働率は 57%と設定した[5,6,7]。

純水素 PEFC の仕様を表 2 に示す。発電効率(e_3)は 50~60%、イニシャルコスト(c_3)は 15~50 万円/kW と設定した。なお、効率については、東芝燃料電池システム社の純水素 PEFC において、総合効率 95%、発電効率 55%が既に達成[12]されており、また、将来的には発電効率 60%程度まで向上することが想定される。イニシャルコストについては、東芝燃料電池システム社の純水素 PEFC において、燃料電池システムのイニシャルコストの約半分を占める[13]燃料処理装置及び温水貯蔵タンクを保有しないため、家庭用燃料電池システムの約半分のイニシャルコストが実現可能であると想定される。燃料電池システムの目標イニシャルコストは、2019 年に 80 万円/台(700W)、2030 年に 30 万円/台に設定[13]されているため、純水素 PEFC の目標イニシャルコストは、2019 年に 50 万円/kW、2030 年に 20 万円/kW であると想定される。

さらに、純水素 PEFC のイニシャルコストと発電効率はトレードオフの関係であることから、純水素 PEFC の発電効率及びイニシャルコストは上記範囲の仕様(表 4)に設定した。定格発電出力については、日本国内で市場導入されている純水素 PEFC としては最大となる定格発電出力 100kW/台[12]とし、メンテナンスコストはイニシャルコストに含まれるものとした。

表 2 純水素 PEFC の仕様

Output [kW / unit]	e [%]	c_3 [JPY/kW]
100	50~60	150,000~500,000

都市ガス料金(c_1)は、本研究の計算対象であるエネルギーシステムの都市ガス使用量(都市ガス使用量 400 万 m^3/year 以上)に基づき、東京ガス㈱の最も安価である大口ガス供給料金の平均単価 1.54 JPY/kWh(59.7 JPY/ Nm^3)[14]を用いた。

電力料金(c_2)は、解析対象である製油所の全使用電力量に基づき、東京電力㈱の産業用分野の最も安価な料金(表 3 参照)である特別高圧季節別時間帯別電力 B(140kVA 供給)[15]を用いた。

表 3 電力料金

Season	Time	c_2 [JPY/kWh]
Summer (Jul.-Sept.)	13:00-16:00	19.21
	8:00-13:00,16:00-22:00	18.61
Other season (Oct-Jun.)	8:00-22:00	17.43
All season	22:00-8:00	14.19

4. 4. 解析結果

4. 4. 1 ケース 1 : 水素製造装置の稼働率に月別変動がないケース

4. 4. 1. 1 PEFC 発電システムの各構成機器の最適出力

ケース1におけるシステムコストの最小化を目的関数として、線形計画法に基づき、純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)毎に、PEFC 発電システムにおける純水素 PEFC の導入出力(p_2)、水素製造装置の水素製造量、水素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量(V)の最適解を算出した。ケース1の最適解における純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)と純水素 PEFC の導入出力(p_2)の関係を図 8 に、水素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量(V)の関係を図 9 に示す。その結果、純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)に応じて、純水素 PEFC の導入発電出力(p_2)が 0 MW、約 30 MW、約 50 MW の 3 通りの解が算出された。ここで、0 MW のケースについては、純水素 PEFC の導入メリットがないことから、PEFC 発電システムが導入されなかったことを意味する。

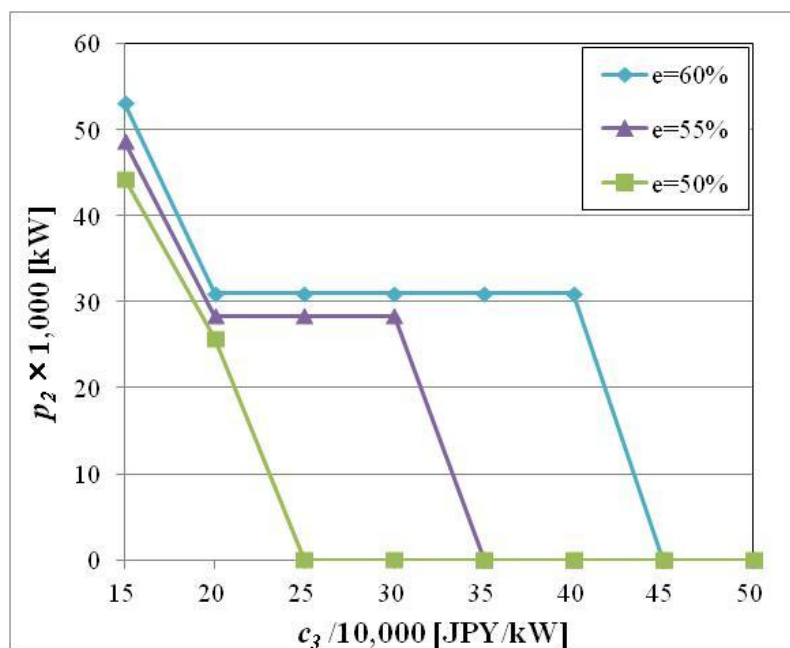


図 8 ケース 1 における純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)と導入発電出力(p_2)の関係

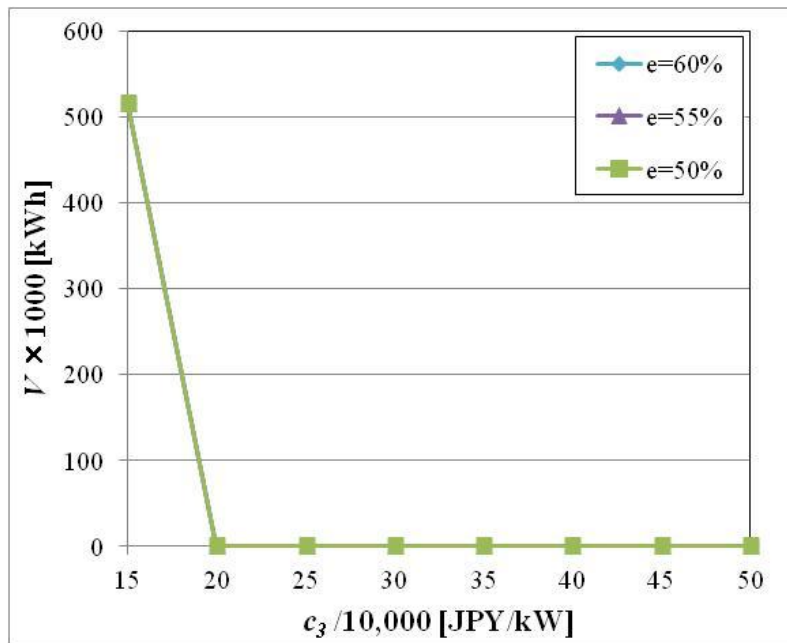


図9 ケース1における純水素PEFCの発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)と水素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量(V)の関係

ケース1の最適解における純水素PEFCの発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)と水素製造装置の年間平均稼働率(r_1)の関係を図10に、純水素PEFCの年間平均稼働率(r_2)の関係を図11に示す。ここで、図10における水素製造装置の年間平均稼働率(r_1)が57%あるいは図11における純水素PEFCの年間平均稼働率(r_2)が0%(データが無い)の条件においては、純水素PEFCの導入メリットがないことから、PEFC発電システムが導入されなかったことを意味する。

その結果、PEFC発電システムが導入される条件においては、水素製造装置は、水素製造効率が最大となる定格水素製造量($r_1 = 100\%$)で運転していることが確認された。また、純水素PEFCも、純水素PEFCのイニシャルコスト(c_3)が15万円/kWの場合を除き、最大の発電量となる定格発電($r_2 = 100\%$)で運転していることが確認された。なお、純水素PEFCのイニシャルコスト(c_3)が15万円/kWの場合には、純水素PEFCの年間平均稼働率(r_2)は58%であった。

以上の結果から、図8における純水素PEFCの導入発電出力(p_2)が約30MWのケースに

ついては、水素製造装置が常時、定格水素製造量($r_1 = 100\%$)で運転されるように水素製造量が算出されると共に、製油所内の水素需要量を差し引いた余剰水素量に応じて純水素 PEFC の導入出力(p_2)が算出された結果である。図 8 における純水素 PEFC の導入発電出力(p_2)が約 50 MW のケース、すなわち純水素 PEFC のイニシャルコスト(c_3)が 15 万円/kW の場合については、約 30 MW のケースと同様に、水素製造装置の水素製造量が算出されるのに加えて、電力単価が最も安価な夜間の時間帯(22:00-8:00)に水素が水素貯蔵タンクに貯蔵され、電力単価が高価な昼間の時間帯(9:00-21:00)に水素が水素貯蔵タンクより放出されることにより、放出時の水素量に応じた純水素 PEFC の導入発電出力(p_2)が算出された結果である。従って、電力料金が高価な時間帯(9:00-21:00)の水素供給量に応じた発電出力(p_2)の純水素 PEFC が導入されるため、その他の場合よりも導入発電出力(p_2)が大きく、また、夜間には水素が供給されず停止しているため、稼働率が低くなるのである。

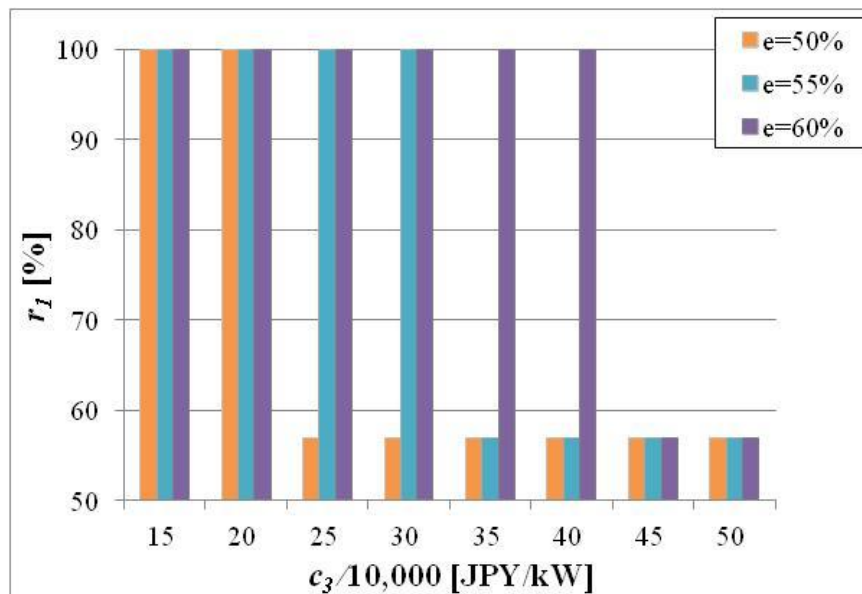


図 10 ケース 1 における純水素 PEFC の発電効率 (e) 及びイニシャルコスト (c_3) と水素製造装置の年間平均稼働率 (r_1) の関係

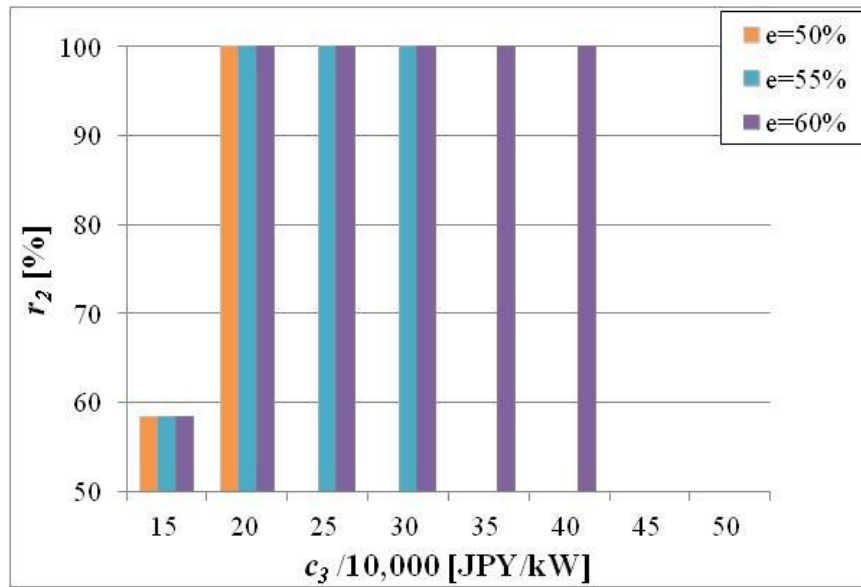


図 11 ケース 1における純水素 PEMFC の発電効率 (e) 及びイニシャルコスト (c_3) と純水素 PEMFC の年間平均稼働率 (r_2) の関係

4. 4. 1. 2 PEMFC 発電システムのシステムコスト削減及び CO₂ 削減効果

図 12 にケース1の最適解における PEMFC 発電システムの従来システムに対するシステムコスト削減率を、図 13 に CO₂ 削減率を示す。その結果、それらは、基本的には純水素 PEMFC の発電効率(e)に依存することが確認された。また、ケース2において PEMFC 発電システムが、従来システムに対してシステムコスト削減が可能となる純水素 PEMFC の条件は、発電効率(e)が 50%の場合には、イニシャルコスト(c_3)が 25 万円/kW 以下、発電効率(e)が 60%の場合では、イニシャルコスト(c_3)が 45 万円/kW 以下であることが明らかになった。また、上記の条件を満たした場合では、純水素 PEMFC の発電効率(e)が 50%から 60%の範囲でいずれも、PEMFC 発電システムは従来システムに対して CO₂ 削減が可能であることが分かった。また、水素高効率利用システムでは、水素製造装置は常に稼働率が 100%(定格出力)であり、製油所内の水素需要量を差し引いた余剰水素は全て純水素 PEMFC で使用されるため、CO₂ 削減率は純水素 PEMFC(c_3)のイニシャルコストに関わらず一定である。

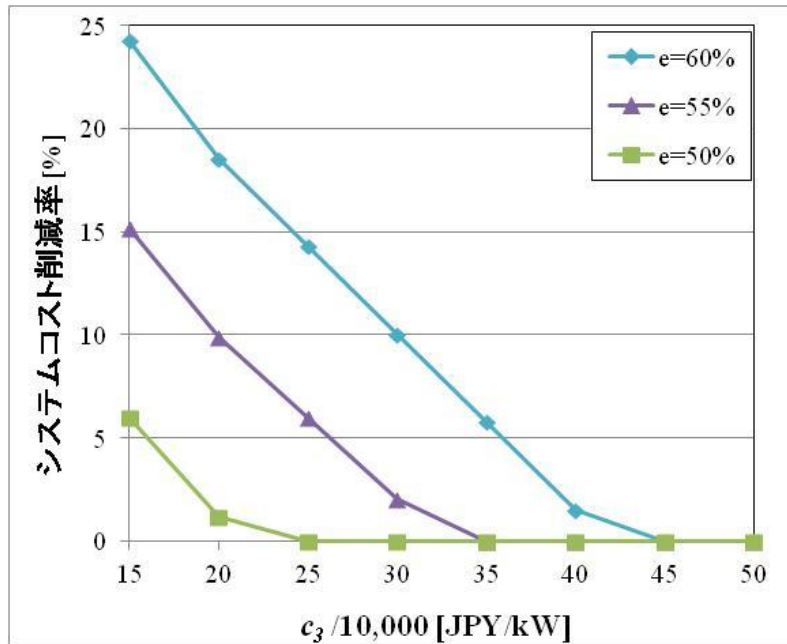


図 12 ケース 1における純水素 PEFC の発電効率 (e) 及びイニシャルコスト (c_3) と PEFC 発電システムによるシステムコスト削減率の関係

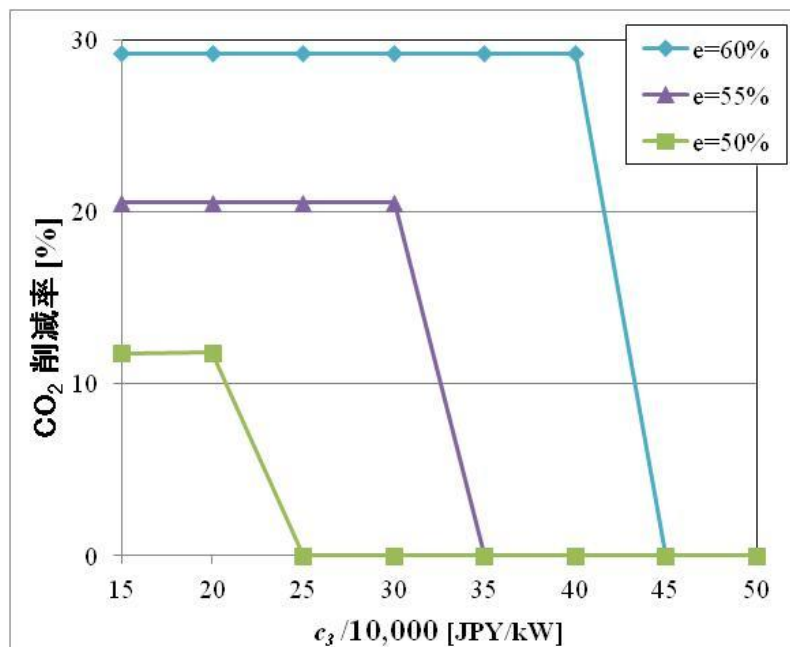


図 13 ケース 1における純水素 PEFC の発電効率 (e) 及びイニシャルコスト (c_3) と PEFC 発電システムによる CO₂ 削減率の関係

4. 4. 2 ケース 2 : 水素製造装置の稼働率に月別変動があるケース

4. 4. 2. 1 PEFC 発電システムの各構成機器の最適出力

ケース2におけるシステムコストの最小化を目的関数として、線形計画法に基づき、純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)毎に、PEFC 発電システムにおける純水素 PEFC の導入出力(p_2)、水素製造装置の水素製造量、水素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量(V)の最適解を算出した。ケース2の最適解における純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)と純水素 PEFC の導入出力(p_2)の関係を図 14 に、水素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量 (V)の関係を図 15 に示す。

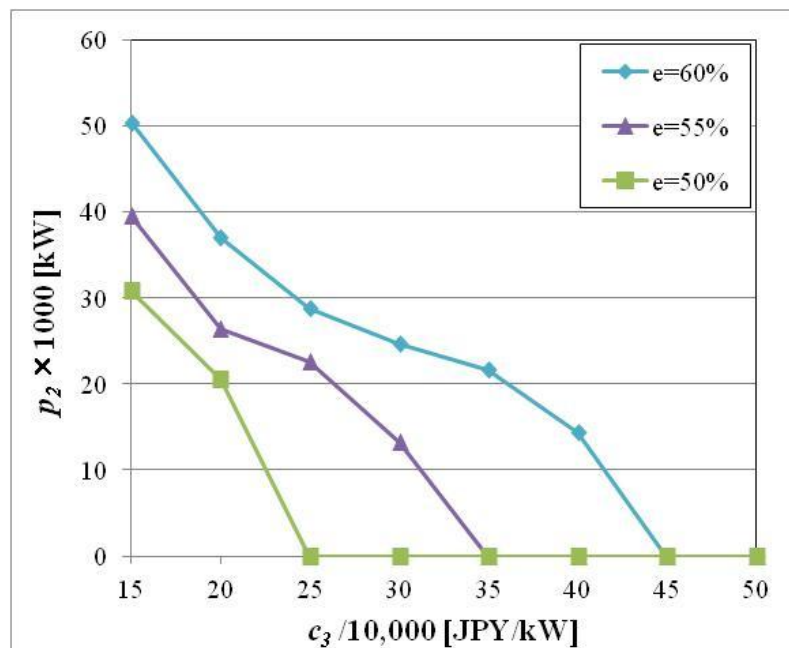


図 14 ケース 2における純水素 PEFC の発電効率 (e) 及びイニシャルコスト (c_3) と
導入発電出力 (p_2) の関係

その結果、純水素 PEFC の導入発電出力(p_2)は、純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)に応じた解が算出された。これは、従来システムにおける水素製造装置の稼働率が月毎に変動があり、PEFC 発電システムにおける純水素 PEFC への供給可能な余剰水素

量が月毎に異なることから、純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)に応じた水素製造装置の水素製造量及び純水素 PEFC の導入発電出力(p_2)の最適解が存在するからである。さらには、純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)に応じて水素製造装置の稼働率あるいは純水素 PEFC の稼働率を高めるために、水素貯蔵タンクが積極的に使用されるからでもある。

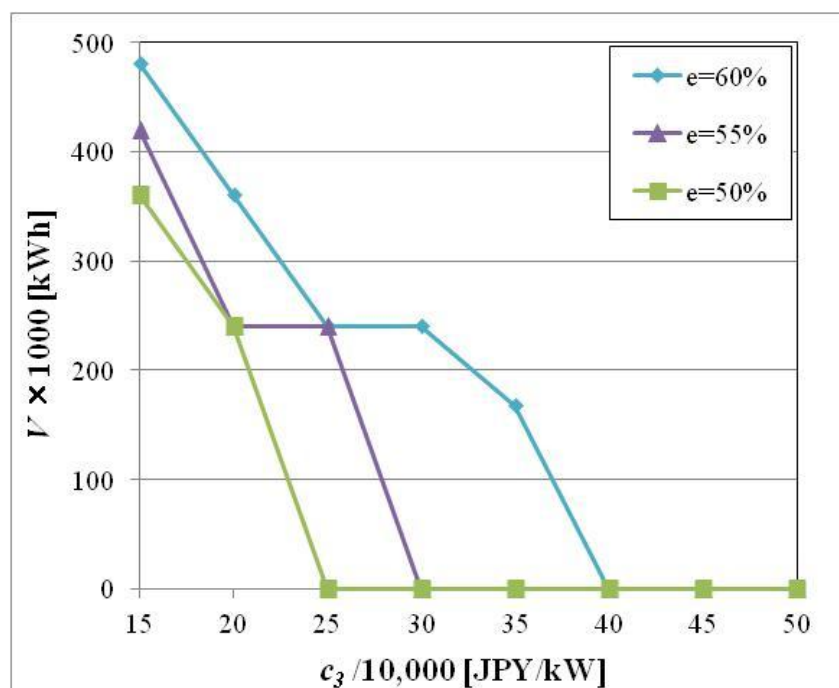


図 15 ケース 2 における純水素 PEFC の発電効率 (e) 及びイニシャルコスト (c_3) と水素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量 (V) の関係

ケース2の最適解における純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)と水素製造装置の年間平均稼働率の関係を図 16 に、純水素 PEFC の年間平均稼働率の関係を図 17 に示す。ここで、図16における水素製造装置の年間平均稼働率(r_1)が 57%あるいは図17における純水素 PEFC の年間平均稼働率(r_2)が 0%(データが無い)の条件においては、純水素 PEFC の導入メリットがないことから、PEFC 発電システムが導入されなかったことを意

味する。その結果、純水素 PEFC の発電効率(e)が高いあるいはイニシャルコスト(c_3)が安価な

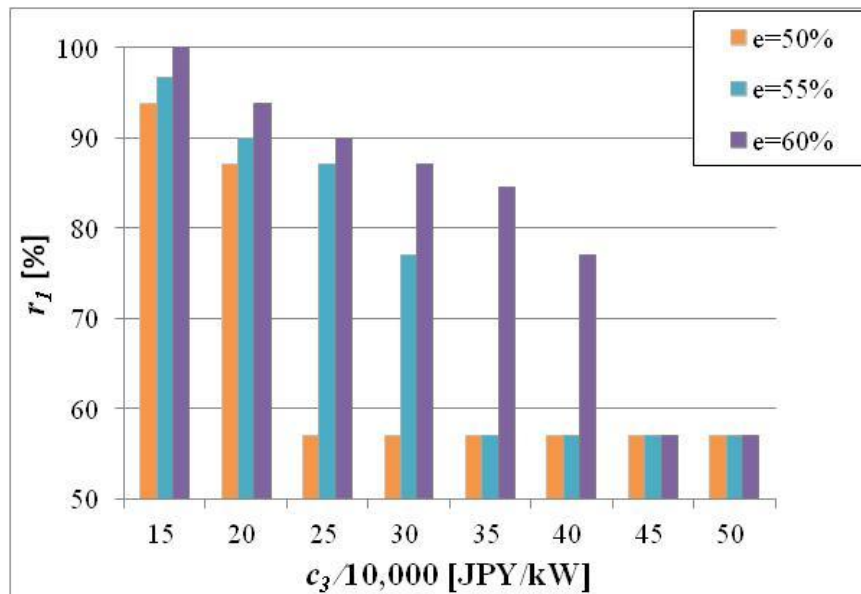


図 16 ケース 2 における純水素 PEFC の発電効率 (e) 及びイニシャルコスト (c_3) と水素製造装置の年間平均稼働率 (r_1) の関係

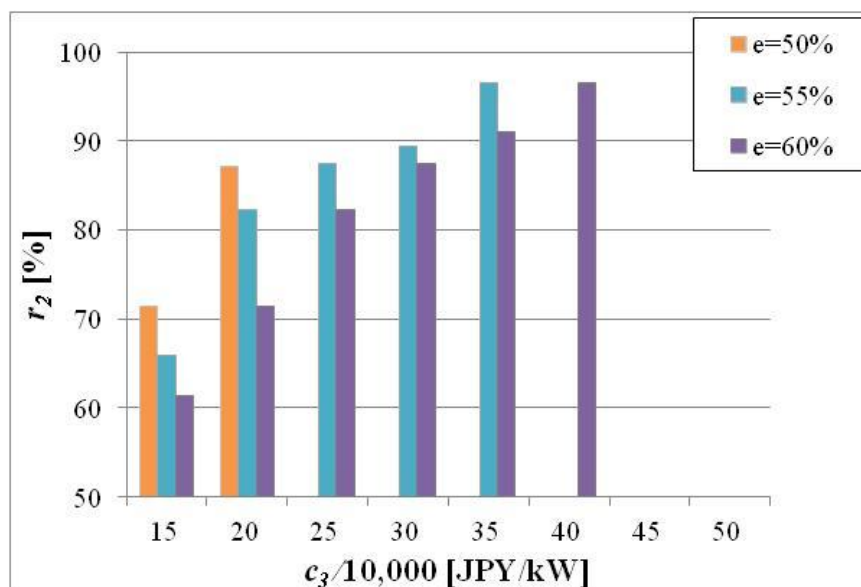


図 17 ケース 2 における純水素 PEFC の発電効率 (e) 及びイニシャルコスト (c_3) と純水素 PEFC の年間平均稼働率 (r_2) の関係

場合には、純水素 PEFC の年間平均稼働率 (r_2) が低く、水素製造装置の年間平均稼働率 (r_1) が高くなるように、純水素 PEFC の導入出力 (p_2)、水素製造装置による水素製造量及び水素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量 (V) が算出される。一方で、純水素 PEFC の発電効率 (e) が低い、あるいはイニシャルコスト (c_3) が高価な場合には、純水素 PEFC の年間稼働率 (r_2) が高く、水素製造装置の年間平均稼働率 (r_1) が低くなるように、純水素 PEFC の導入出力 (p_2)、水素製造装置による水素製造量、水素貯蔵タンクの素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量 (V) が算出されることが分かった。

4. 4. 2. 2 PEFC 発電システムのシステムコスト削減及び CO₂ 削減効果

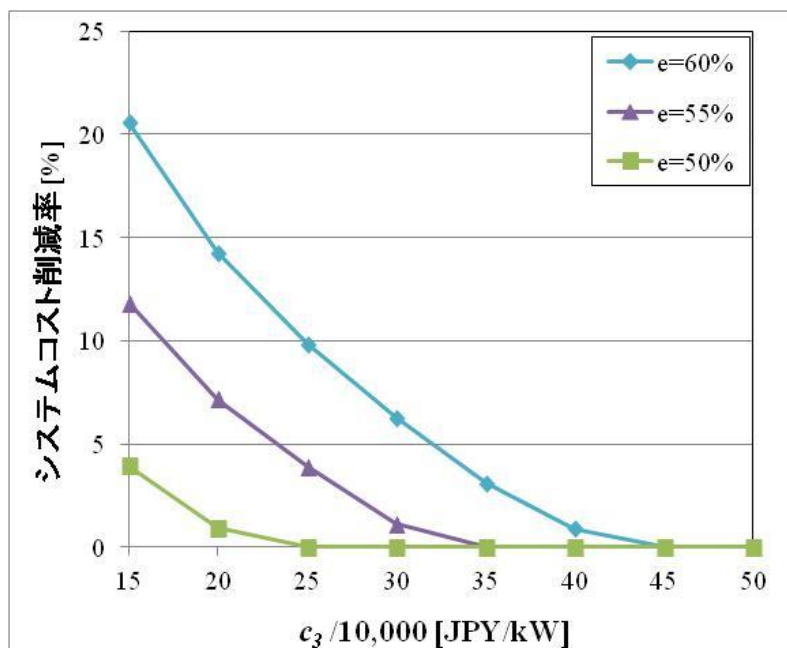


図 18 ケース 2 おける純水素 PEFC の発電効率 (e) 及びイニシャルコスト (c_3) と従来システムに対するシステムコスト削減率の関係

図 18 にケース2の最適解における PEFC 発電システムの従来システムに対するシステムコスト削減率を、図 19 に CO₂ 削減率を示す。その結果、ケース1同様、それらは基本的には純

水素 PEFC の発電効率(e)に依存することが確認された。また、ケース2において PEFC 発電システムが、従来システムに対してシステムコスト削減が可能となる純水素 PEFC の条件は、ケース1同様に、発電効率(e)が 50% の場合には、イニシャルコスト(c_3)が 25 万円/kW 以下、発電効率(e)が 60% の場合では、イニシャルコスト(c_3)が 45 万円/kW 以下であることが明らかになった。

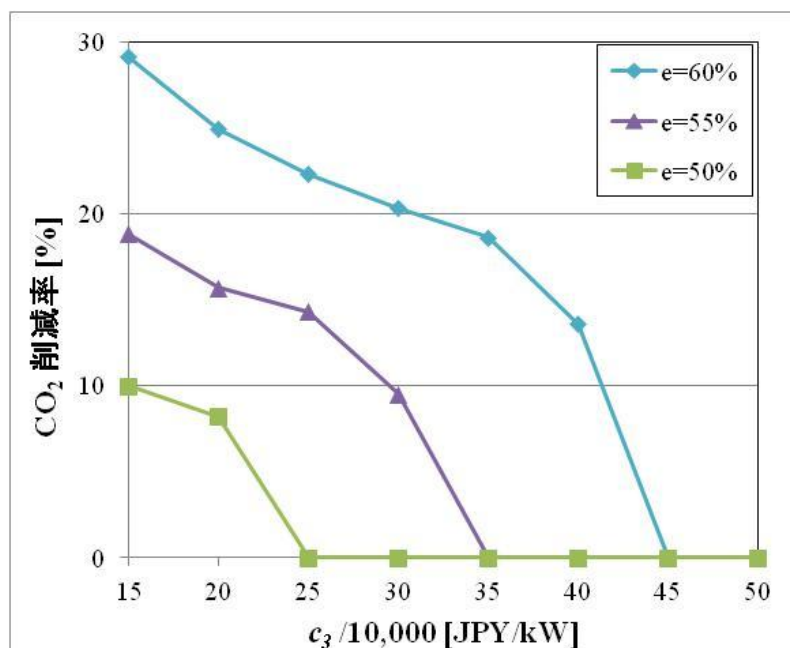


図 19 ケース 2 おける純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)と従来システムに対する CO₂削減率の関係

また、上記の条件を満たした場合では、ケース1と同様、純水素 PEFC の発電効率(e)が 50% から 60% の範囲でいずれも、PEFC 発電システムは従来システムに対して CO₂ 削減が可能であることが分かった。一方、ケース1と異なり、純水素 PEFC の発電効率(e)が一定だった場合においても、イニシャルコスト(c_3)に応じて純水素 PEFC の導入発電出力(p_2)の最適解が異なるため、ケース2における PEFC 発電システムの CO₂ 削減効果は純水素 PEFC の発電効率(e)及びイニシャルコスト(c_3)に依存することが明らかになった。

4. 5 考察

4. 5. 1 ケース1とケース2のシステムコスト削減効果の比較

ケース1及びケース2の最適解における PEFC 発電システムの従来システムに対するシステムコスト削減率を図 20 に併記し、その効果を比較する。なお、ここでは、副生水素用 PEFC の発電効率(e)は、東芝燃料電池システム(株)[12]によって既に実現されている $e=55\%$ 及び将来実現する可能性が高いと考えられる $e=60\%$ についてのみ議論した。

その結果、純水素 PEFC の発電効率(e)が 55% において、インシヤルコスト(c_3)が 35 万円/kW 以下、純水素 PEFC の発電効率(e)が 60% において、インシヤルコスト(c_3)が 40 万円/kW 以下の条件の場合には、水素製造装置の稼働率の月別変動の大きさは、PEFC 発電システムの従来システムに対するシステムコスト削減率に影響を及ぼすことが明らかになった。一方で、水素製造装置の稼働率の月別変動の大きさは、純水素 PEFC の導入限界インシヤルコスト(c_3)には影響を与えないことも明らかになった。

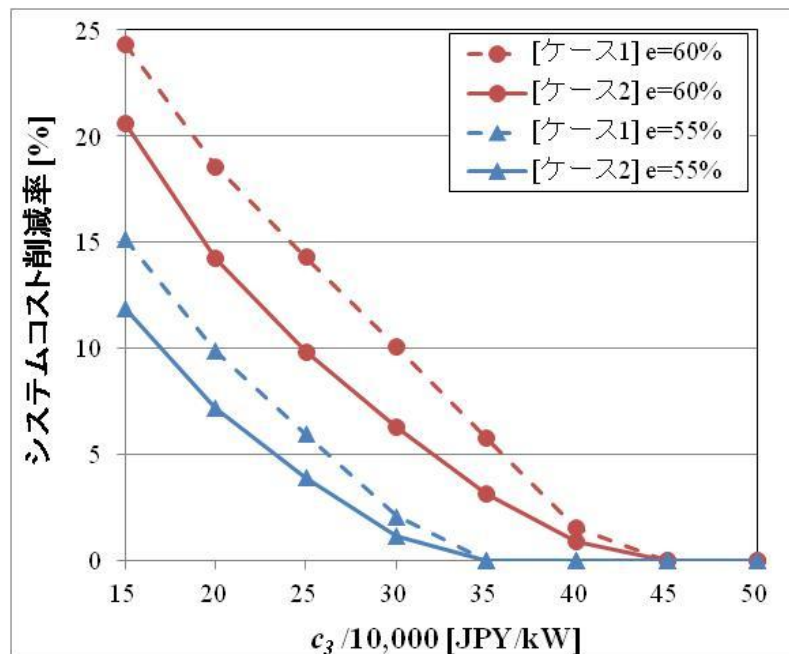


図 20 ケース 1 及びケース 2 における PEFC 発電システムにおけるシステムコスト削減効果

4. 5. 2 ケース 2 における水素貯蔵タンクの使用有無とシステムコスト削減効果の関係

ケース2の最適解における水素貯蔵タンクの使用有無とPEFC 発電システムの従来システムに対するシステムコスト削減率との関係性について図 21 に示す。その結果、水素貯蔵タンクの使用は、水素 PEFC の発電効率(e)に関わらずイニシャルコスト(c_3)同様に、PEFC 発電システムの従来システムに対するシステムコスト削減率に影響を及ぼすことが明らかになった。一方で、水素貯蔵タンクの使用有無は、純水素 PEFC の導入限界イニシャルコスト(c_3)には影響を与えないことも明らかになった。

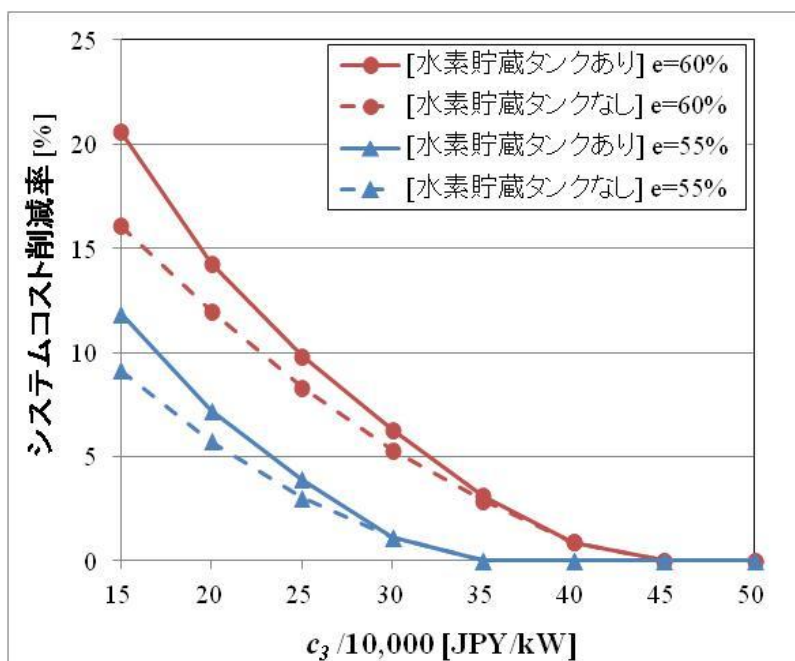


図 21 ケース 2 における水素貯蔵タンクの有無と PEFC 発電システムにおけるシステムコスト削減効果の関係

4. 5. 3 ケース 2 における水素精製コストとシステムコスト削減効果の関係

ケース2の最適解における水素精製コスト(c_4)とPEFC 発電システムの従来システムに対する

システムコスト削減率との関係性について図 22 に示す。その結果、水素精製コスト(c_4)は、純水素 PEFC の導入限界イニシャルコスト(c_3)には影響を及ぼし、水素精製コスト(c_4)が 0.0257 JPY/kWh(1.0 JPY/Nm³)低下する毎に、純水素 PEFC の導入限界イニシャルコスト(c_3)が約 5 万円/kW 改善されることが明らかになった。

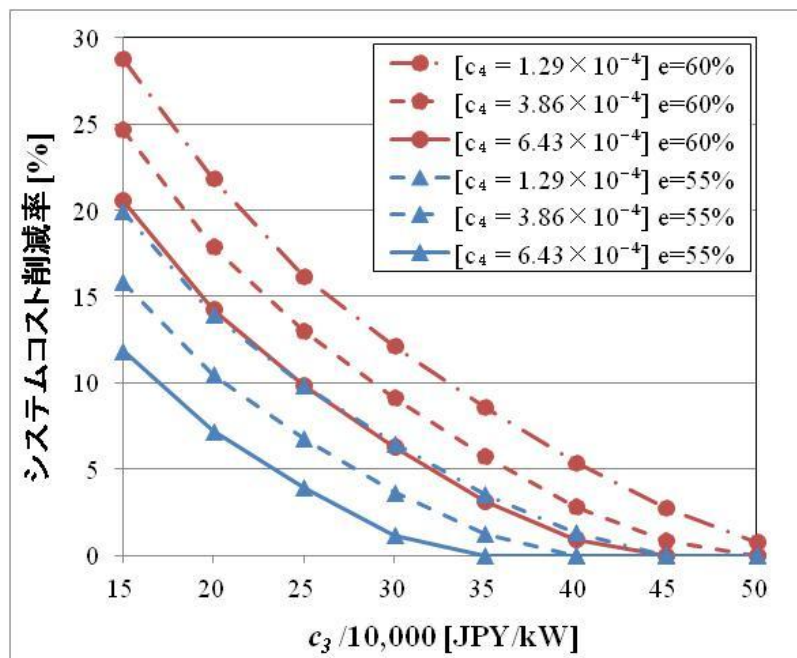


図 22 ケース 2 における水素精製コスト (c_4) と PEFC 発電システムにおけるシステムコスト削減効果の関係

4. 6 まとめ

線形計画法に基づき、システムコストの最小化を目的関数とした最適化計算を実施することで、製油所に導入する PEFC 発電システムにおける純水素 PEFC の導入出力(p_2)、水素製造装置の水素製造量、水素貯蔵タンクの最大水素貯蔵量(V)の最適解を明らかにし、そのシステムコスト削減効果及び CO₂ 削減効果を算出し、以下のことを明らかにした。

- 水素製造装置の稼働率に月別変動がないケース(ケース1)、月別変動がないケース共に、PEFC 発電システムが、従来システムに対してシステムコスト削減が可能となる純水素 PEFC

の条件は、発電効率(e)が 50%の場合には、イニシャルコスト(c_3)が 25 万円/kW 以下、発電効率(e)が 60%の場合では、イニシャルコスト(c_3)が 45 万円/kW 以下であることが明らかになった。また、上記の条件を満たした場合では、純水素 PEFC の発電効率(e)が 50%から 60%の範囲でいずれも、PEFC 発電システムは従来システムに対して CO₂ 削減が可能であることが分かった。

○水素製造装置の稼働率の月別変動の大きさ、水素貯蔵タンクの使用有無、水素精製コスト(c_4)は、PEFC 発電システムの従来システムに対するシステムコスト削減率に大きな影響を及ぼすことが明らかになった。特に、水素精製コスト(c_4)は、純水素 PEFC の導入限界イニシャルコスト(c_3)には影響を及ぼし、水素精製コスト(c_4)が 0.0257 JPY/kWh (1.0 JPY/Nm³) 低下する毎に、純水素 PEFC の導入限界イニシャルコスト(c_3)が約 5 万円/kW 改善されることが明らかになった。

以上の結果、PEFC 発電システムは、水素製造装置の稼働率の変動が小さく、十分に大きな水素貯蔵タンクを有する製油所に最も適している。さらに、PEFC 発電システムの導入効果を改善するためには、純水素 PEFC の低コスト化、高性能化を実現させることや、製油所内の水素製造装置で製造された水素に含まれる微量不純物を分析し、純水素 PEFC への影響を検証することで、最適な水素精製装置を選定し、水素精製コストを低減させることが重要である。

第5章 民生用高効率水素エネルギーシステムの最適運用及び技

術評価

5.1 はじめに

地球温暖化問題が懸念される近年、二酸化炭素を排出しないエコカーの一つである燃料電池自動車(以下、FCV)が注目を集めており、2020年までに4万台、2025年までに25万台、2030年までに80万台のFCVの普及が目標として掲げられている[1]。FCVの燃料として用いる高圧水素を供給する水素ステーションは、一定の品質で[2]、安全で確実に数分程度で水素を充填するための設備[3]が必要であり、2017年1月現在、全国で81ヶ所[4]へ導入されている。しかしながら、2020年までに160ヶ所、2025年度までに320ヶ所の水素ステーションの導入という目標[1]の達成に向けて、水素供給インフラの充実は喫緊の課題である。現状では水素は天然ガス等の炭化水素の改質や副生水素によって賄われており、2030年頃までは化石燃料起源の水素がFCVに供給される見通しである[1]。

家庭用の固体高分子形燃料電池コージェネレーションシステム(以下、燃料電池システム)は、燃料電池スタックによる発電時の排熱を給湯に活用することにより高い総合エネルギー効率が得られ、低炭素な熱電併給システムとして期待されている[5]。家庭用燃料電池については2020年に140万台、2030年に530万台という普及目標が掲げられている[1]。現在普及が進んでいる燃料電池は、都市ガスを燃料とし、水蒸気改質法により水素を製造する改質器(FPS:Fuel Processing System)が内部に組み込まれている。燃料電池は給湯負荷に追従して運転するため、特に給湯需要が少ない夏期及び深夜では運転を停止している時間が長いことが知られており[6]、運転していない時間帯は改質器も停止している。本研究では、この改質器が停止している時間帯や、燃料電池が部分負荷運転をしている際の改質器が定格運転していない時間帯に注目し、燃料電池内部の改質器が持つ未活用の水素製造能力を利用して

FCV 用の水素を製造するシステムを提案する。家庭用燃料電池に付属の改質器の余力を活用して水素製造を行うことにより、水素ステーションが普及拡大するまでの FCV 用水素供給に一定の役割を果たすことが期待できる。また、集合住宅等の多数の世帯に設置された燃料電池が持つ水素製造能力を統合することにより、地域内の多数の FCV に水素を供給することができ、水素ステーションの役割を担うことも期待できる。

本研究では、従来の発電、給湯のコージェネレーション機能に加えて、水素製造機能を付加した最適な燃料電池システムを構築し、GAMS Development Corporation 社の GAMS (General Algebraic Modeling System) を用いて、多様な給湯負荷特性を持つ複数の世帯を対象にしたエネルギー需給シミュレーションを行うことで、本システムにおける水素製造可能量を評価した。さらに、本システムにおける発電、給湯のコージェネレーション機能と水素供給機能を両立する際の最適な運用スケジュールを検討する共に、その運用時における一次エネルギー削減量を評価した。さらには、得られた世帯あたりの年間水素製造可能量をもとに、集合住宅の各世帯に設置されている燃料電池に本システムを導入した場合の、地域の FCV 用水素需要に対する供給地域や FCV 台数のカバー率について東京都多摩地区を対象に分析を行い、水素ステーションの役割を担う能力を簡易的に評価した。

5. 2 評価モデル

本研究で作成したモデルは、混合整数線形計画法 (MILP: Mixed Integer Linear Programming) を用いており、与えられた各時刻の電力、給湯、水素需要を満たしながら、運用コストが最小となる燃料電池システムの運用スケジュールに関する最適解を得た。

5. 2. 1 システムモデル

燃料電池システムは、発電を行うと同時に、燃料電池スタックで生じる熱を利用して温水を製造するシステムである。都市ガスを改質して水素を製造する改質器、燃料電池スタック、温

水を蓄える貯湯槽で構成されている。燃料電池システムからの熱のみでは給湯需要を賅えない時に備え、ガス給湯器も付属している[7]。従来の燃料電池システム(以下、従来 PEFC システム)は、燃料電池スタックで必要となる分だけの水素を改質器で製造するため、改質器と燃料電池スタックは連動した負荷率で運転している。燃料電池スタックは負荷率が低いほど発電効率が高く[8]、反対に、改質器は負荷率が高いほど改質効率が高い[9]ことが知られている。

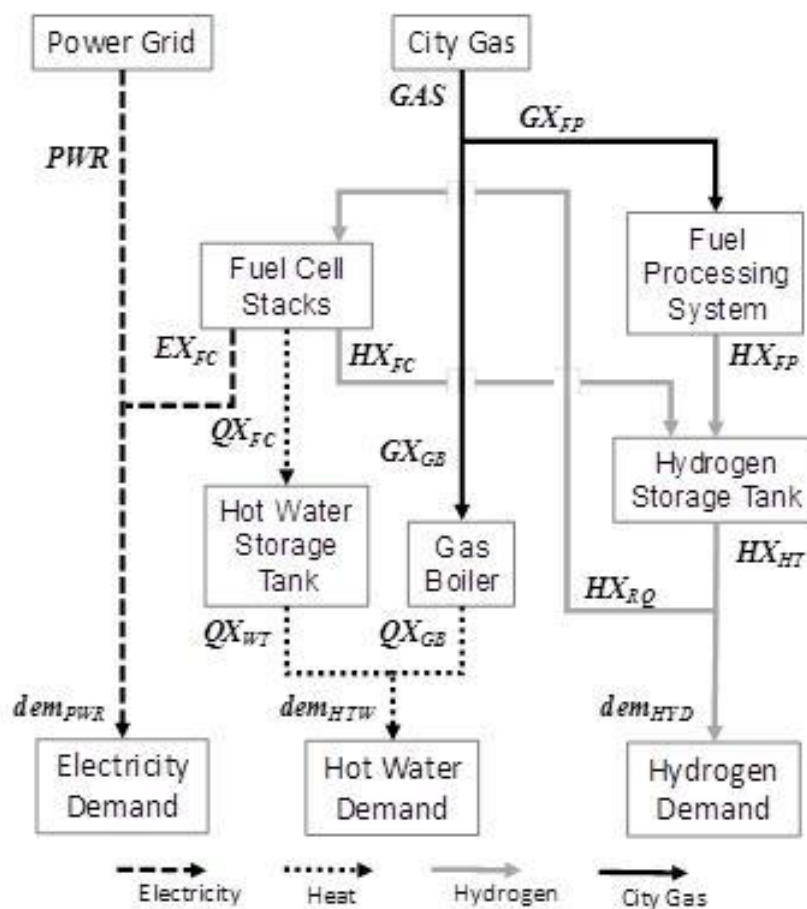


図 1 燃料電池システムのエネルギーフロー図

そのため、燃料電池スタックは低負荷率で、改質器は高負荷率で独立して運転することで、これまでより効率的な運用が可能となると考えられる。また、従来の燃料電池システムは、高効率、高耐久に運転するために、燃料電池スタックには過剰な水素が供給されており、発電に使

用されなかった余剰水素は改質器に戻されて改質のための反応熱として利用されている。燃料電池システムに水素製造機能を付加する場合には、余剰水素を改質器の反応熱として使用せずに、その代替として都市ガスを追加供給することで、これまでより効率的な運用が可能となると考えられる。

本研究では、以上の概念に基づき、従来の発電、給湯のコージェネレーション機能に加えて、水素製造機能を付加した最適な燃料電池システム(以下、PEFC 水素供給システム)を検討した。具体的には、水素の貯蔵タンクを導入することで、燃料電池スタックと改質器の負荷率を独立に運用可能とすると共に、従来、改質器の反応熱として利用されていた水素の代替として都市ガスを追加供給するシステムである。本研究の対象とした設備とエネルギーや水素、都市ガスのフローを図 1 に示す。

5. 2. 2 計算条件

電力需要に対しては系統電力及び燃料電池から、給湯需要に対しては燃料電池システムの排熱が蓄えられた貯湯槽とバックアップ用ガス給湯器から供給されるものとした。改質器によって都市ガスから水素が製造されて水素貯蔵タンクに蓄えられ、燃料電池や FCV 用燃料として活用される。燃料電池システムの定格出力は 0.7 kW[11]とした。燃料電池スタックの発電効率についてはインバータ効率及び補機損を含めた部分負荷効率[12]を考慮し、本研究では簡単のため図 2 に示す線形で近似した部分負荷時の水素必要量を用いて計算を行った。

また、燃料電池システムの排熱利用可能量[12]についても部分負荷効率の影響を受けるため、図 3 に示す線形近似を用いた。改質器の定格水素製造能力については、燃料電池の定格 0.7 kW での発電時の水素必要量である 0.56 Nm³/hとした。改質器についても部分負荷効率^[9]を考慮し、図 4 に示す線形近似した都市ガス消費量を用いた。貯湯槽については簡単のため、季節によらず 44℃の温度差で 140 L 貯湯[11]できると想定して、一律で 25.8 MJ の熱エ

エネルギーを蓄えられるものとした。なお、水素貯蔵タンクやバックアップ用ガス給湯器については、本研究では十分な容量が確保できているものとした。

なお、本研究では FCV に水素を充填するための圧縮機は評価に含めていない。固体高分子膜を用いた圧縮・精製技術が研究されており[13-16]、民生用への応用が期待される。

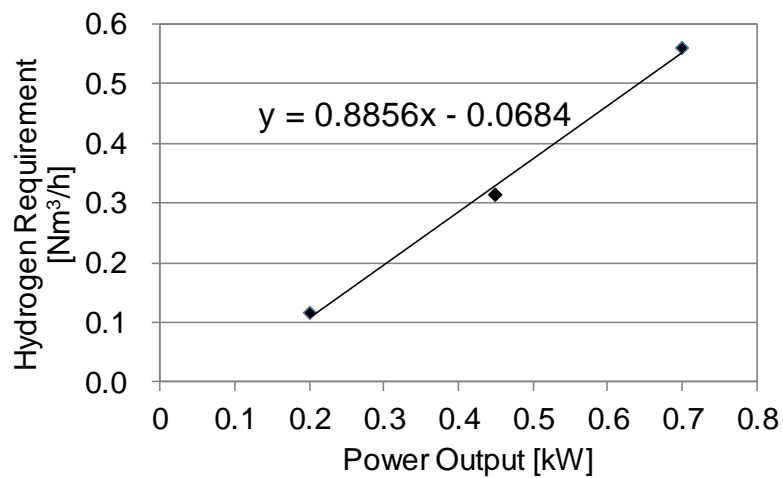


図2 燃料電池システムの必要水素量と発電出力との関係

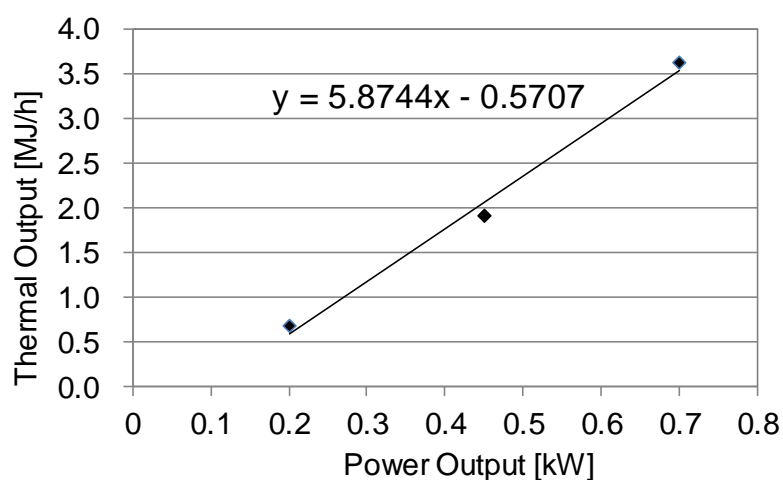


図3 燃料電池システムの排熱出力と発電出力との関係

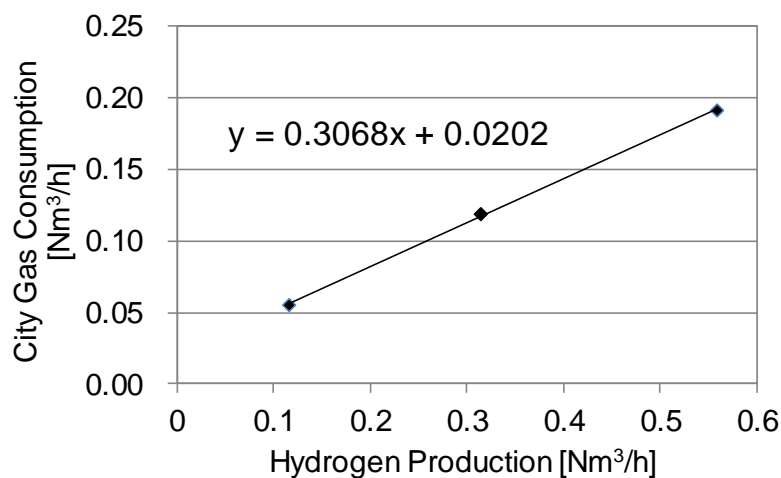


図4 改質器による都市ガス消費量と部分負荷の関係

5. 2. 3 目的関数

大文字で始まる変数は決定変数、小文字で始まる変数は入力データとなる定数である。なお、決定変数は非負数とした。なお、エネルギー量や都市ガス、水素の量を表す決定変数については、図1中の対応するフローにも合わせて示した。本研究では、固定費は一定として目的関数には固定費は含めず、式(1)に示す年間運転コスト C_{OPR} [円/年]を目的関数とした。これが最小となるように、改質器及び燃料電池スタックの最適な運用方法を決定するものとした。ここで、添字の m は1~12月、 t は1~24時を表す。また、 $days$ は日数、 GAS は都市ガスの消費量[Nm³]、 PWR は系統電力から購入する電力量[kWh]、 $gcst$ はガス料金単価[円/Nm³]、 $pcst$ は電気料金単価[円/kWh]を表す。本研究では、 $gcst$ は 175 円/Nm³[6]、 $pcst$ は 29.3 円/kWh[6]で一定とした。

$$C_{OPR} = \sum_{m=1}^{12} \left(days_m \cdot \sum_{t=1}^{24} (gcst_{m,t} \cdot GAS_{m,t} + pcst_{m,t} \cdot PWR_{m,t}) \right) \quad (1)$$

5. 2. 4 制約条件

5. 2. 4. 1 エネルギー需給バランス式

電力、給湯、水素の需給に関する制約式を以下に示す。ここで、 dem_{PWR} 、 dem_{HTW} 、 dem_{HYD} はそれぞれ電力需要量[kWh]、給湯需要量[MJ]、水素需要量[Nm³]を表す。 EX 、 QX 、 HX は各設備からの出力量で、それぞれ電力量[kWh]、熱量[MJ]、水素量[Nm³]を表す。添字は設備を表し、 FC は燃料電池スタック、 WT は貯湯槽、 GB はバックアップ用ガス給湯器、 HT は水素貯蔵タンクを意味する。また HX_{RQ} は、水素貯蔵タンクから供給される燃料電池スタックが発電時に必要とする水素量[Nm³]を表す。

$$PWR_{m,t} + EX_{FC,m,t} = dem_{PWR,m,t} \quad (2)$$

$$QX_{WT,m,t} + QX_{GB,m,t} = dem_{HTW,m,t} \quad (3)$$

$$HX_{HT,m,t} - HX_{RQ,m,t} = dem_{HYD,m,t} \quad (4)$$

5. 2. 4. 2 蓄熱量・水素貯蔵量に関する制約条件

貯湯槽内の蓄熱量に関する制約を式(5)に、水素貯蔵タンク内の貯蔵量に関する制約を式(6)に示す。添字の FP は改質器を表し、 Q は貯湯槽内の蓄熱量[MJ]、 H は水素貯蔵タンク内の水素貯蔵量[Nm³]を表す。 QX_{FC} は燃料電池による発電時の温水製造量[MJ]を、 HX_{FC} は使用されずに水素貯蔵タンクに戻される余剰の水素量[Nm³]を表す。 ls は1時間あたりの貯湯槽からの放熱ロス率[-]を表し、本研究では1日約20%の放熱ロスを想定し $ls = 0.01$ とした。

$$Q_{m,t} = (1 - ls) \cdot Q_{m,t-1} + QX_{FC,m,t} - QX_{WT,m,t} \quad (5)$$

$$H_{m,t} = H_{m,t-1} + HX_{FP,m,t} + HX_{FC,m,t} - HX_{HT,m,t} \quad (6)$$

5. 2. 4. 3 エネルギー変換に関する制約条件

燃料電池スタックの水素必要量 HX_{RQ} [Nm³]、及び、温水製造量 QX_{FC} [MJ]は、図 2 及び図 3 に示す部分負荷特性より燃料電池スタックの発電量 EX_{FC} の 1 次式で近似し、それぞれ式(7) 及び式(8)の制約条件を加えた。また、燃料電池スタックでは水素必要量 HX_{RQ} の 80%が消費され、20%は余剰水素として水素貯蔵タンクに戻されるものとした。ここで U は起動停止を表し、0 または 1 のみを取る(起動時 = 1、停止時 = 0)バイナリ変数である。本研究では係数は、 $ah = 0.8856$ 、 $bh = -0.0684$ 、 $aq = 5.8744$ 、 $bq = -0.5707$ を用いた。

$$HX_{RQ,m,t} = ah \cdot EX_{FC,m,t} + bh \cdot U_{FC,m,t} \quad (7)$$

$$QX_{FC,m,t} = aq \cdot EX_{FC,m,t} + bq \cdot U_{FC,m,t} \quad (8)$$

$$HX_{FC,m,t} = 0.2 \cdot HX_{RQ,m,t} \quad (9)$$

5. 2. 4. 4 都市ガス消費量に関する制約条件

各設備の都市ガス消費量 GX [Nm³]に関しては、以下の制約条件を用いた。式(11)は改質器による都市ガス消費量、式(12)はバックアップ用ガス給湯器による都市ガス消費量に関する式である。改質器の都市ガス使用量は、部分負荷効率を考慮して図 4 で示した線形近似式を用い、 $ag = 0.3068$ 、 $bg = 0.0202$ とした。ガス給湯器の都市ガス消費量は、ガス給湯器の効率を $eff_{GB} = 0.95$ ^[17]、都市ガスの発熱量を $ene_{GAS} = 45$ [MJ/Nm³]として求めた。

$$GAS_{m,t} = GX_{FP,m,t} + GX_{GB,m,t} \quad (10)$$

$$GX_{FP,m,t} = ag \cdot HX_{FP,m,t} + bg \cdot U_{FP,m,t} \quad (11)$$

$$GX_{GB,m,t} = (1/ene_{GAS}) \cdot (1/eff_{GB}) \cdot QX_{GB,m,t} \quad (12)$$

5. 2. 4. 5 設備容量に関する制約条件

各設備の出力量や蓄熱量、水素貯蔵量の上下限制約として、式(13)～式(16)を用いた。ここで max 、 min はそれぞれ 1 時間あたりの最大、最小出力量を表し、燃料電池に関してはそれぞれ 0.7、0.2 kWh、改質器に関しては 0.56、0.12 Nm³とした。また、貯湯槽の熱容量 cap_{WT} は 25.8 MJ とし、水素貯蔵タンクの貯蔵容量 cap_{HT} については本研究では上限を設けなかった。

$$min_{FC} \cdot U_{FC,m,t} \leq EX_{FC,m,t} \leq max_{FC} \cdot U_{FC,m,t} \quad (13)$$

$$min_{FP} \cdot U_{FP,m,t} \leq HX_{FP,m,t} \leq max_{FP} \cdot U_{FP,m,t} \quad (14)$$

$$0 \leq Q_{m,t} \leq cap_{WT} \quad (15)$$

$$0 \leq H_{m,t} \leq cap_{HT} \quad (16)$$

5. 2. 4. 6 燃料電池の起動・運転条件に関する制約条件

本研究では、運転開始及び運転終了を示す 0 または 1 をとる決定変数 A 及び B を式(17)～式(25)を用いて定義し、燃料電池スタック及びFPSを起動できる回数は式(20)により 1 日に 1 回のみとした。また式(21)により、燃料電池スタックの 1 日の運転時間は最大で 22 時間[11]とした。

$$U_{FC,m,t} - U_{FC,m,t-1} = A_{FC,m,t} - B_{FC,m,t} \quad (17)$$

$$A_{FC,m,t} \leq U_{FC,m,t} \quad (18)$$

$$B_{FC,m,t} \leq 1 - U_{FC,m,t} \quad (19)$$

$$\sum_{t=1}^{24} A_{FC,m,t} \leq 1 \quad (20)$$

$$\sum_{t=1}^{24} U_{FC,m,t} \leq 22 \quad (21)$$

$$U_{FP,m,t} - U_{FP,m,t-1} = A_{FP,m,t} - B_{FP,m,t} \quad (22)$$

$$A_{FP,m,t} \leq U_{FP,m,t} \quad (23)$$

$$B_{FP,m,t} \leq 1 - U_{FP,m,t} \quad (24)$$

$$\sum_{t=1}^{24} A_{FP,m,t} \leq 1 \quad (25)$$

5. 2. 4. 7 周期境界条件

各月の代表日の計算において、貯湯槽内の蓄熱量、水素貯蔵タンク内の水素貯蔵量、及び、燃料電池の起動状態に関して、周期境界条件を用いることとし、以下の条件を加えた。

$$Q_{m,0} = Q_{m,24}, \quad H_{m,0} = H_{m,24}, \quad U_{FC,m,0} = U_{FC,m,24} \quad (26)$$

5. 3 解析手法

5. 3. 1 エネルギー需要データ

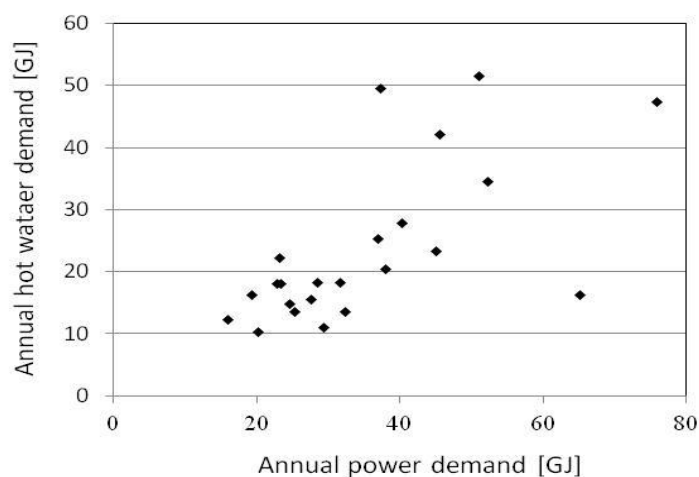


図 6 本研究対象のエネルギー需要データにおける電力・給湯需要の分布図

本研究では、1～12月の各月代表日1日、計12日を計算対象とし、それぞれの計算結果

に各月の日数を乗じることで年間量に換算して評価を行うこととした。エネルギー需要データとして、東京・神奈川の24世帯において計測された電力消費量及び都市ガス消費量を利用した。世帯ごとに各月の電力需要量、給湯需要量のデータを時刻別に平均値を算出して代表日として用いた。それらの24世帯の年間給湯・電力負荷との分布図を図6に示す。

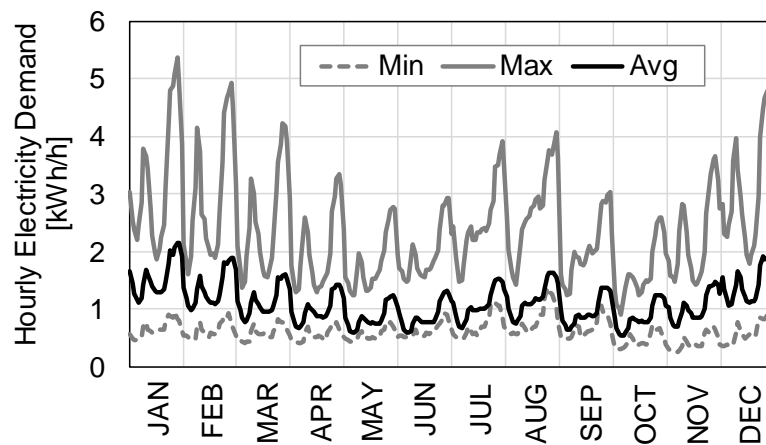


図7 電力需要データ

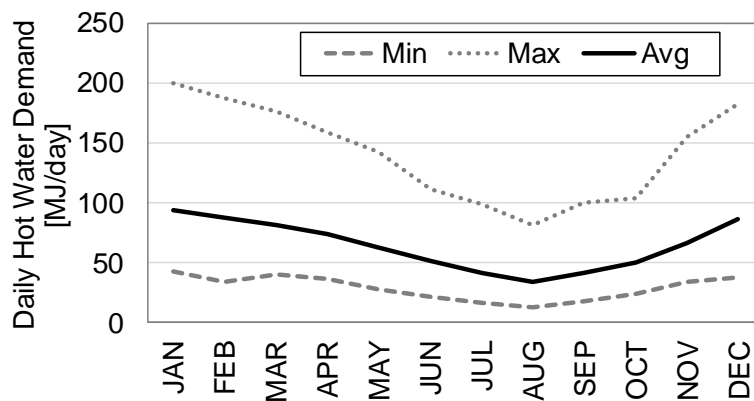


図8 給湯需要データ

年間電力消費量の24世帯の平均は9,771 kWh、最大世帯で21,058 kWh、最小世帯で5,330 kWhであった。需要最大最小世帯及び24世帯平均の各月毎時の電力消費量を図7

に示す。また、年間給湯需要量の 24 世帯平均は 23.4 GJ、最大世帯で 51.5 GJ、最小世帯で 10.5 GJ であった。需要最大、最小世帯及び 24 世帯平均の各月の 1 日の給湯需要量を図 8 に示す。

5. 3. 2 評価手法

5. 3. 2. 1 FCV 用水素供給ポテンシャルの評価手法

水素需要を考慮しない場合の最適運用スケジュール、すなわちエネルギー需要データで与えられた各時刻の電力、給湯需要のみを満たしながら、運用コストが最小となる燃料電池システムの運用スケジュールに関する最適解を算出する。その後、各需要家における FPS の最適出力と定格出力の差分を単位時間当たりの水素製造可能量と定義し、式(27)より、FCV 用水素供給ポテンシャル POT_{HYD} [$\text{Nm}^3/\text{年}$] を評価した。

$$POT_{HYD} = \sum_{m=1}^{12} \left(days_m \cdot \sum_{t=1}^{24} \left(\max_{FP} - HX_{FP,m,t} \right) \right) \quad (27)$$

5. 3. 2. 2 一次エネルギー削減効果の評価手法

水素需要を考慮した場合の最適運用スケジュール、すなわちエネルギー需要データで与えられた各時刻の電力、給湯、水素需要を満たしながら、運用コストが最小となる燃料電池システムの運用スケジュールに関する最適解を算出する。水素需要としては、FCV の市販車である「MIRAI」諸元表[10]より水素消費率を $0.13 \text{ Nm}^3/\text{km}$ とし、年間走行距離を 0 km、4,000km、8,000 km、12,000 km と設定し、365 日/年で割ることにより、1 日あたりの水素需要量とした。また、この水素は毎朝 6:00 に一度に充填されると想定した。その後、最適解における各需要家の電力消費量及び都市ガス消費量を基に、一次エネルギー消費量を算出し、式(28)を用いて一次エネルギー削減率 PE_{Red} [%] を評価した。なお、燃料電池システムで水素を製造することで、外部の水素ステーションの水素製造由来の都市ガス消費量 GX_{HYD} が削減されると仮定し、そ

の一次エネルギー量はマイナス分として定義した。また、外部の水素ステーションの水素製造効率、燃料電池システムの定格出力時の改質器の水素製造効率80%と同じと仮定した。ここで、 PWR' 及び GAS' は燃料電池システム導入前の系統電力、都市ガス消費量を表す。

$$PE_{RED} = \frac{\sum_{m=1}^{12} \left(days_m \cdot \sum_{t=1}^{24} \left((PWR'_{m,t} + GAS'_{m,t}) - (PWR_{m,t} + GAS_{m,t}) - GX_{HYD,m,t} \right) \right)}{\sum_{m=1}^{12} \left(days_m \cdot \sum_{t=1}^{24} PWR'_{m,t} + GAS'_{m,t} \right)} \times 100 \quad (28)$$

5. 4 結果

5. 4. 1 FCV 用水素供給ポテンシャル

24 世帯全てに関して、水素需要を考慮しない場合のシミュレーションを行い、PEFC システムの FCV 用水素製造可能量を算出し、各需要家の年間電力需要量との関係を図 9 に、年間給湯需要量の関係を図 10 に示す。なお、PEFC 水素供給システムと従来 PEFC システムの FCV 用水素製造可能量を比較するために、両システムの結果を併記する。

その結果、水素製造ポテンシャルは、各需要家の年間電力需要量よりも給湯需要量に高い相関性があることが確認された。但し、図 10 において、年間給湯需要量 50 GJ/year 前後の需要家の水素製造ポテンシャルと年間給湯需要量の相関性が低下している(近似曲線から外れる)が、これは本研究対象のエネルギー需要データ(図 6 参照)において、基本的には各需要家の年間電力需要量と給湯需要量に相関性があるものの、年間給湯需要量 50 GJ/year 前後の需要家でのみ年間給湯需要量と年間電力需要量の相関性が低下していることが原因である。また、PEFC 水素供給システムは従来 PEFC システムに比べて、FCV 用水素製造可能量が増加しており、特に給湯需要量が大きい需要家において、その優位性が顕著となることが明らかになった。さらに、PEFC 水素供給システムでは、いずれの需要世帯において、少なくとも FCV の年間 10,000 km 走行分の水素 1,300 Nm³を製造可能であり、世帯によっては

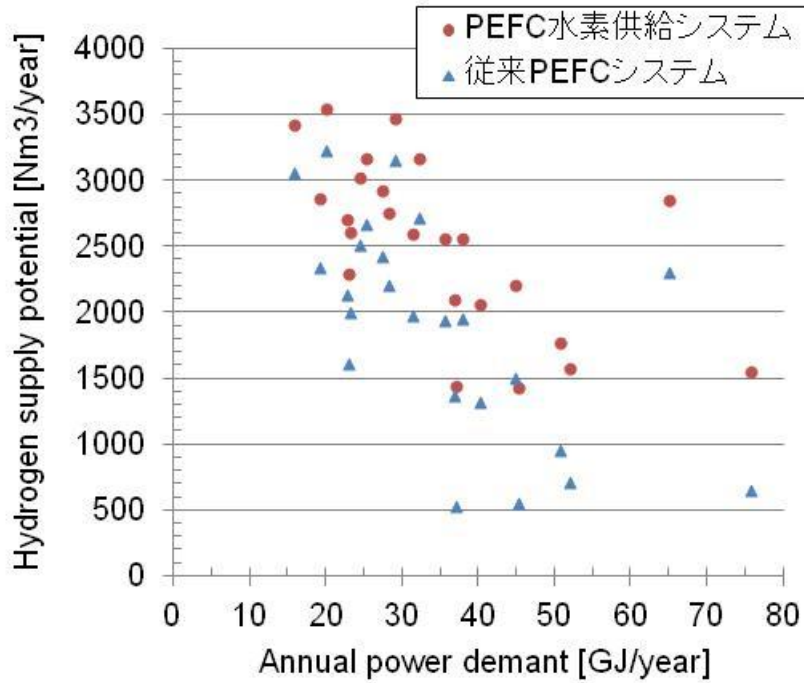


図9 PEFCシステムにおけるFCV用水素供給ポテンシャルと年間電力需要量との関係

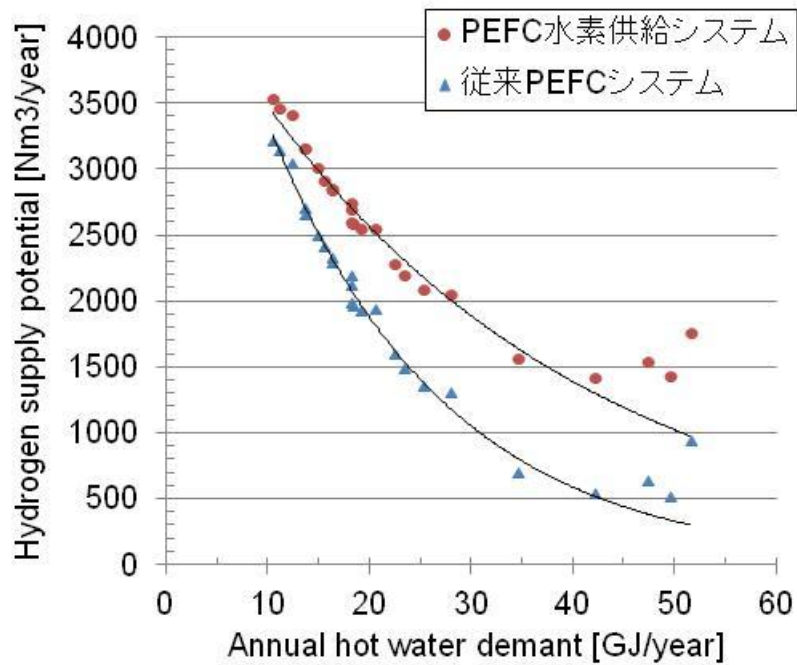


図10 PEFCシステムにおけるFCV用水素供給ポテンシャルと年間給湯需要量との関係

最大で 3,500 Nm³ (27,000 km 走行分) の水素を製造可能であることが明らかになった。全国平均の世帯別走行距離は 8,000 km 程度であることを考えると、燃料電池システムで FCV 用水素全量を自家製造可能であることが分かった。

5.2 一次エネルギー削減効果

5.2.1 水素需要を考慮しない場合

24 世帯全てに関して、水素需要を考慮しない場合 (FCV の年間走行距離=0km) のシミュレーションを行い、PEFC システム導入による一次エネルギー削減率を算出し、各需要家の年間電力需要量との関係を図 11 に、年間給湯需要量の関係を図 12 に示す。なお、PEFC 水素供給システムと従来 PEFC システムの一次エネルギー削減効果を比較するために、両システムの結果を併記する。

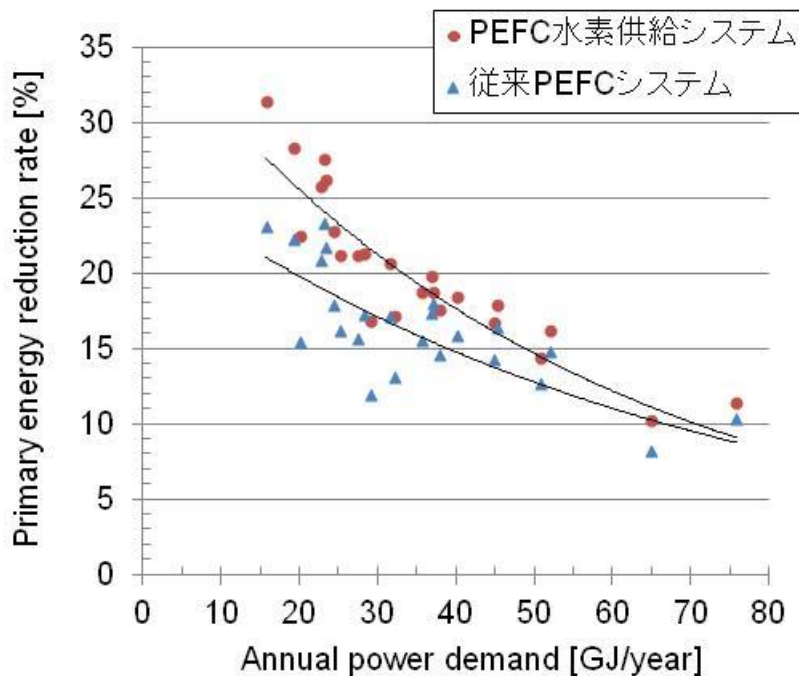


図 11 水素需要を考慮しない場合の燃料電池システムにおける 一次エネルギー削減率と年間電力需要量との関係

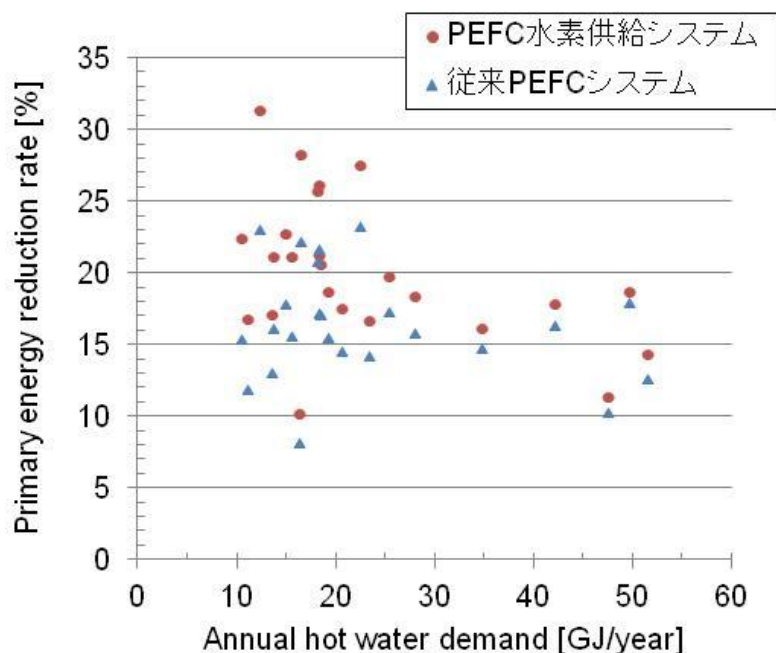


図 12 水素需要を考慮しない場合の燃料電池システムにおける 一次エネルギー削減率と
年間給湯需要量との関係

その結果、一次エネルギー削減効果は、各需要家の給湯需要量よりも年間電力需要量に高い相関性があることが確認された。また、PEFC 水素供給システム は従来 PEFC システムに比べて、一次エネルギー削減効果が増加しており、特に電力需要量が小さい需要家において、その優位性が顕著となることが明らかになった。

5. 4. 2. 2 水素需要を考慮した場合

24 世帯全てに関して、水素需要を考慮した場合 (FCV の年間走行距離 = 0、4,000、8,000、12,000 km) のシミュレーションを行い、従来 PEFC システムと比較した場合の PEFC 水素供給システム導入による一次エネルギー削減率を算出し、各需要家の年間電力需要量との関係を図 13 に示す。

その結果、全国平均の世帯別走行距離である 8,000 km 程度までは、水素製造量の増加と共に、一次エネルギー削減効果が増加し、特に電力需要量が小さい需要家において、その優

位性が顕著となることが明らかになった。一方で、電力需要が大きい需要家かつ水素製造量が多い場合には、一次エネルギー削減効果が低下することも明らかになった。

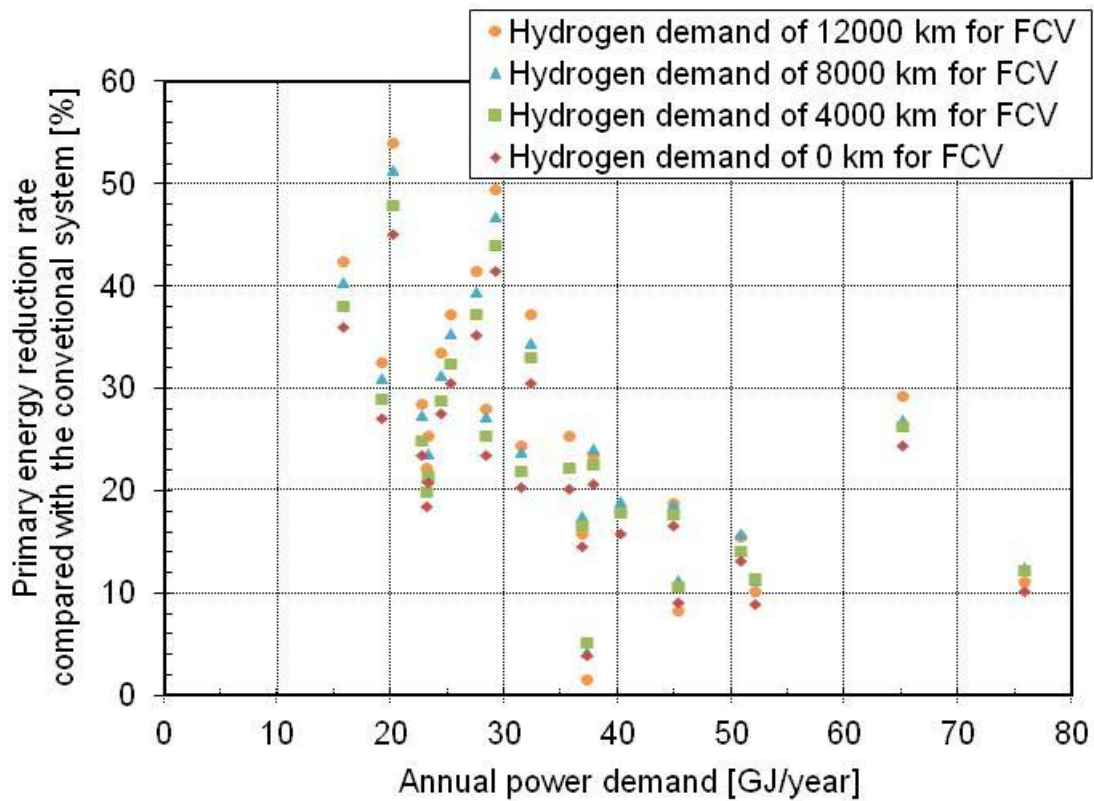


図 13 水素需要を考慮した場合の PEFC 水素供給システムにおける
一次エネルギー削減率と年間電力需要量との関係

5. 5 考察

5. 5. 1 FCV 用水素供給ポテンシャル

水素需要を考慮しない場合の従来 PEFC システム及び PEFC 水素供給システムの最大電力需要世帯及び最小電力需要世帯における FPS の負荷率を図 14 に示す。

その結果、PEFC 水素供給システムは、燃料電池スタック及び改質器を独立して運用可能であることから、従来 PEFC システムよりもシステム効率が高く、いずれの需要世帯においても改質器の負荷率が低く保たれていることが確認された。また、給湯需要が高い需要家におい

て、特にその効果が顕著になったことも確認された。さらに、従来 PEFC システムでは改質器の反応熱として利用されていた水素が、PEFC 水素供給システムでは、FCV 用水素として利用される。以上のことから、PEFC 水素供給システムは従来 PEFC システムよりも多くの FCV 用水素供給が可能であり、特に給湯需要が高い需要家においては、その効果が顕著になると考えられる。

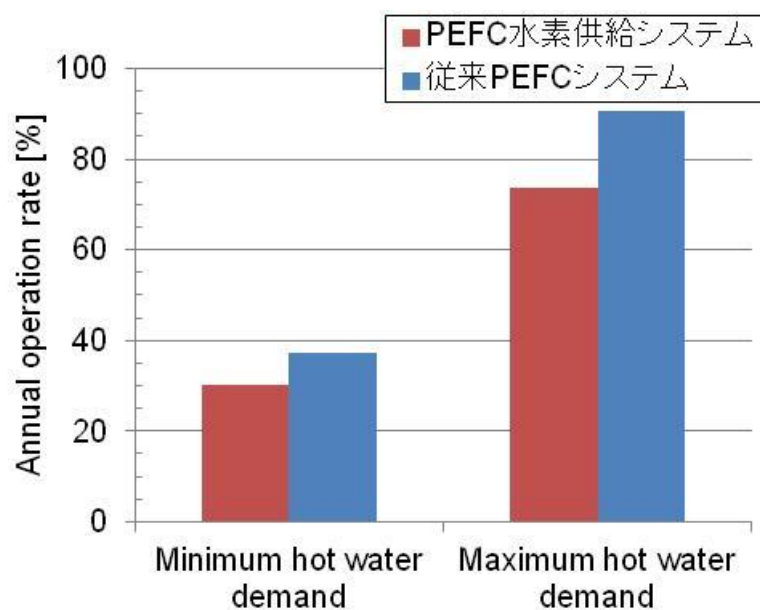


図 14 異なる給湯需要における燃料電池システムの FPS 年間負荷率の比較

5. 5. 2 一次エネルギー削減効果

5. 5. 2. 1 水素需要を考慮しない場合

水素需要を考慮しない場合の従来 PEFC システム及び PEFC 水素供給システムの年間を通して平均負荷率が最低となる 8 月における改質器、燃料電池スタックの最小電力需要世帯における最適運用スケジュールを図 15、16 に、最大電力需要世帯における最適運用スケジュールを図 17、18 に示す。また、年間を通して平均負荷率が最大となる 1 月における改質器、燃料電池スタックの最小電力需要世帯における最適運用スケジュールを図 19、20 に、最大電

力需要世帯における最適運用スケジュールを図 21、22 に示す。

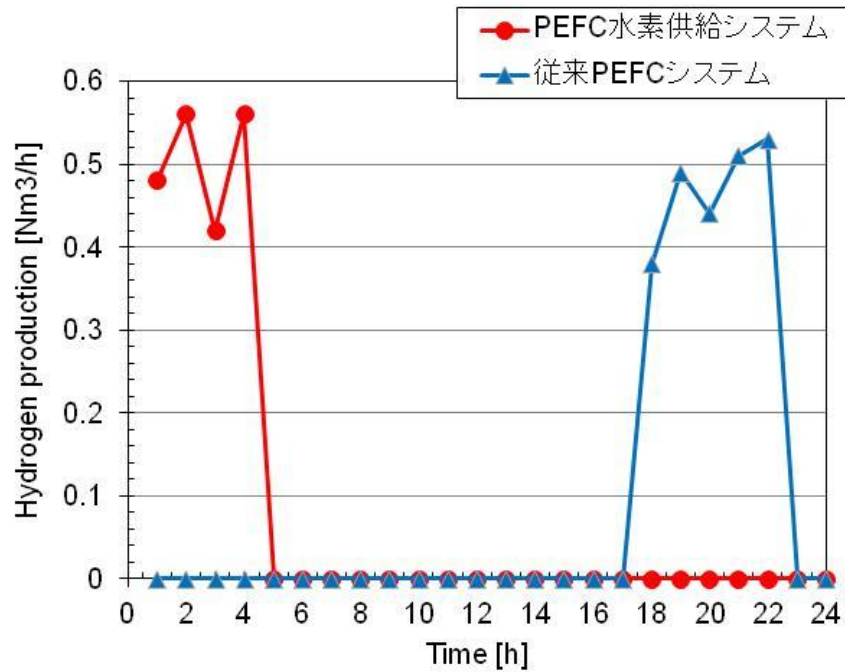


図 15 8月の最小電力需要世帯における改質器の最適運用スケジュール

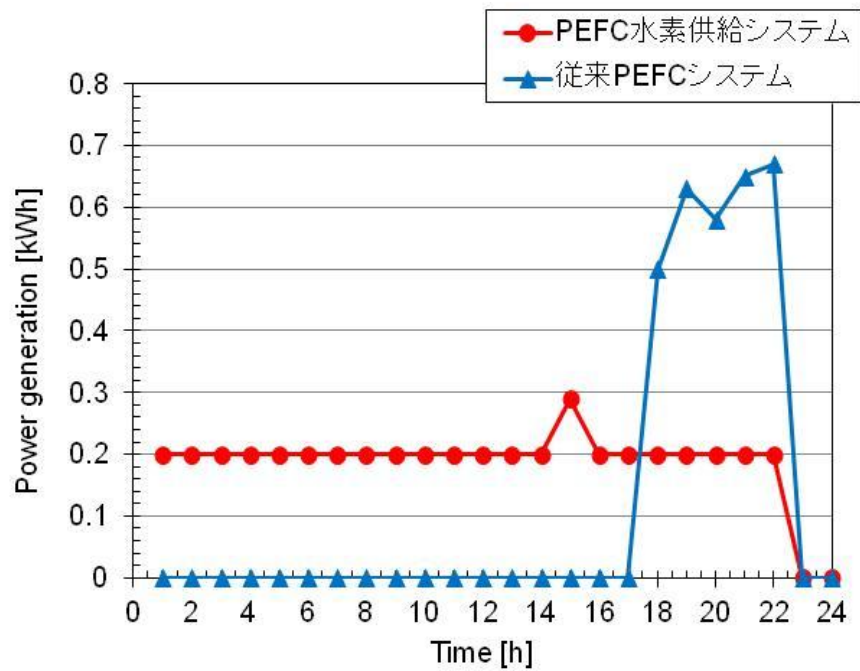


図 16 8月の最小電力需要世帯における燃料電池スタックの最適運用スケジュール

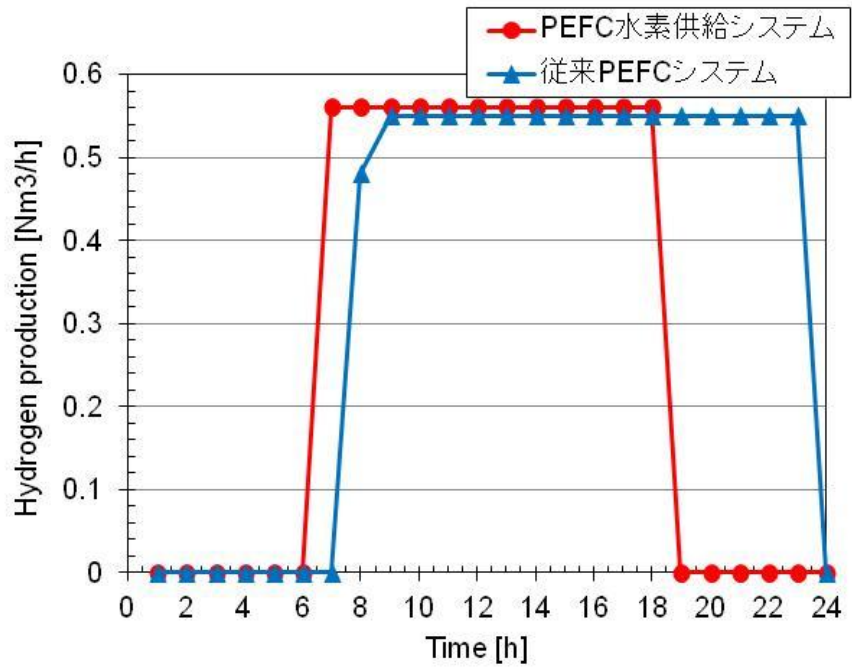


図 17 8月の最大電力需要家世帯における改質器の最適運用スケジュール

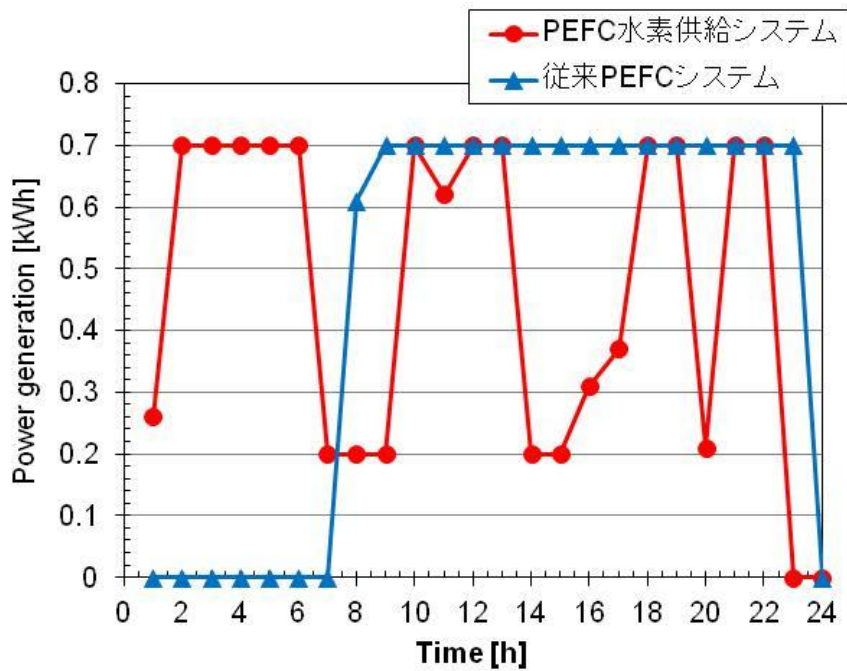


図 18 8月の最大電力需要世帯における燃料電池スタックの最適運用スケジュール

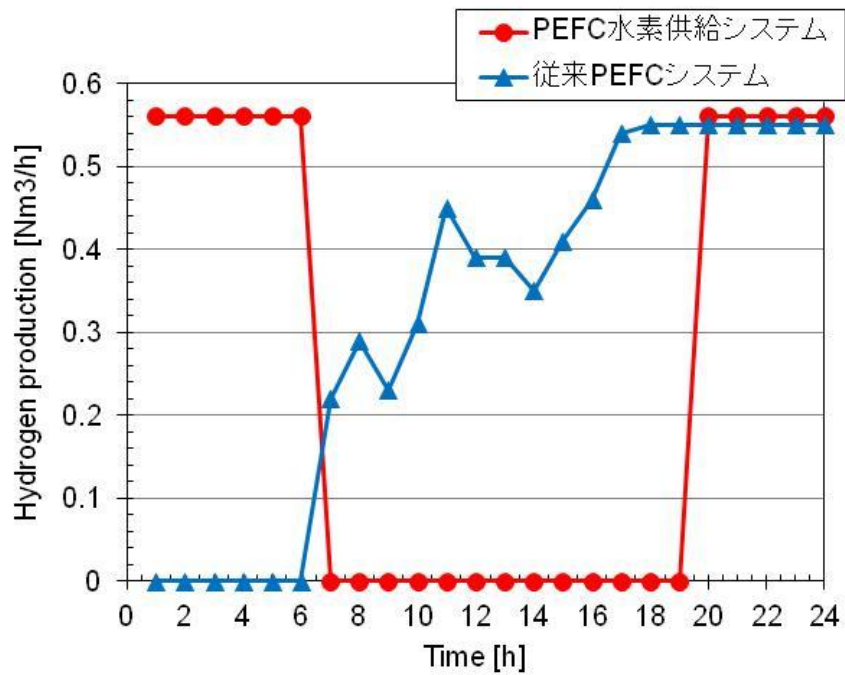


図 19 1月の最小電力需要世帯における改質器の最適運用スケジュール

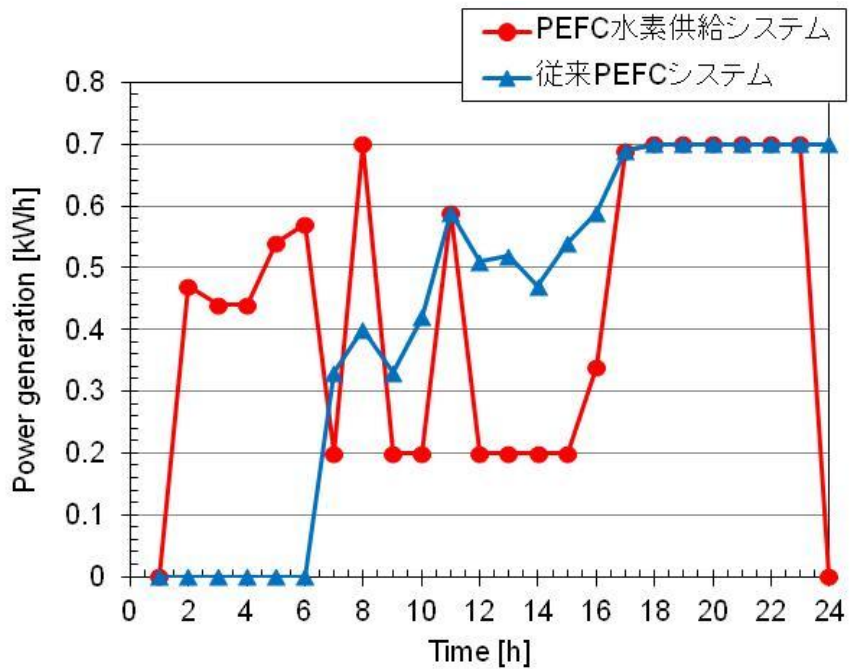


図 20 1月の最小電力需要世帯における燃料電池スタックの最適運用スケジュール

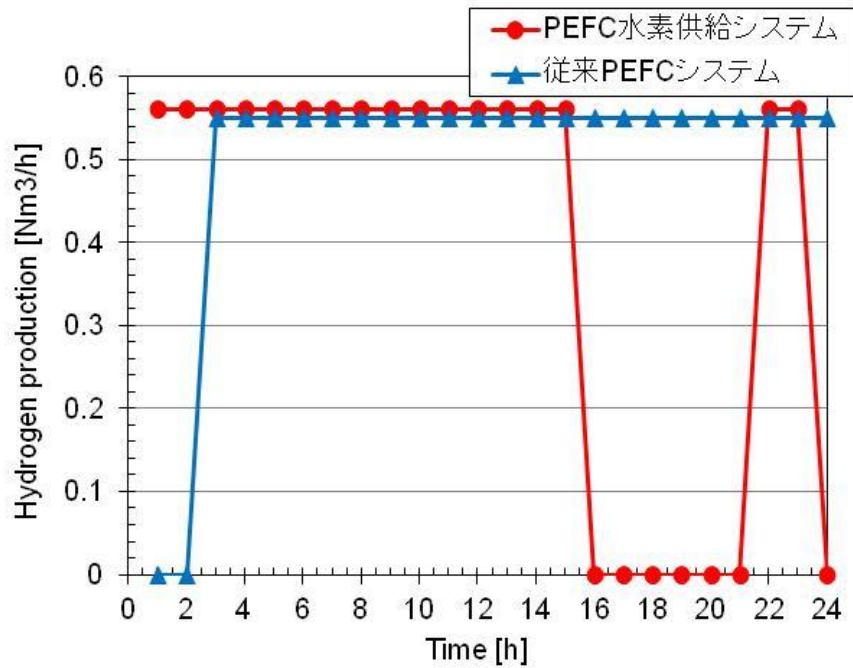


図 21 1月の最大電力需要世帯における改質器の最適運用スケジュール

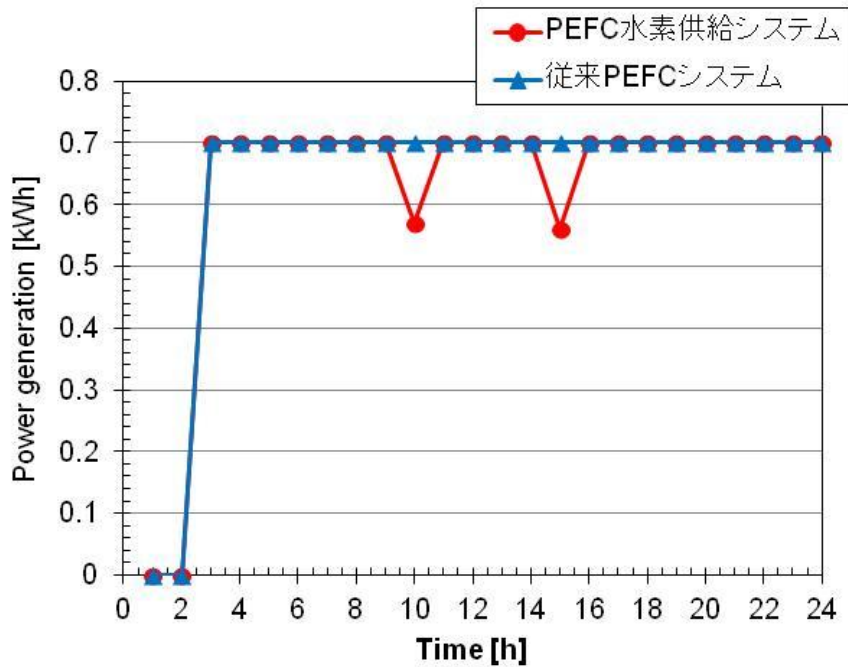


図 22 1月の最大電力需要世帯における燃料電池スタックの最適運用スケジュール

その結果、PEFC 水素供給システムは、燃料電池スタックの低負荷運転、改質器の定格運転の頻度が従来 PEFC システムよりも高く、特に電力需要が低い需要家においてそれが顕著であることが確認された。以上のことから PEFC 水素供給システムは従来 PEFC システムよりも高効率で運用されており、特に、電力需要が低い需要家においては、その効果が顕著になり、一次エネルギー削減量が増大すると考えられる。

5. 5. 2. 2 水素需要を考慮した場合

水素需要を考慮した場合の PEFC 水素供給システムの最小及び最大電力需要世帯における改質器、燃料電池スタックの年間負荷率と水素需要量の関係を図 23、24 に示す。

その結果、最小電力需要世帯においては、水素需要量に関係なく燃料電池スタックの負荷率が一定であることから、コージェネ運転に影響を与えない範囲内で改質器の負荷率が上昇し、改質器の効率が向上した結果、システム効率が向上したと考えられる。一方、最大電力需要世帯においては、水素需要量が多い場合に、燃料電池スタックの負荷率が低下することから、コージェネ運転時間が減少し、システム効率が僅かながら低下したと考えられる。

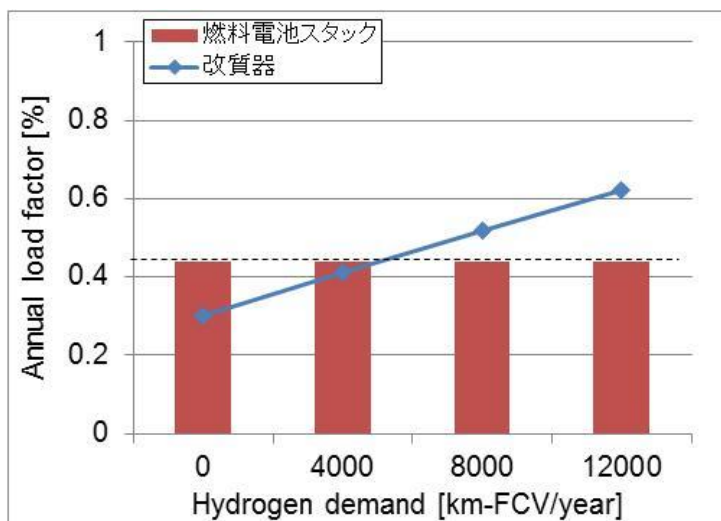


図 23 PEFC 水素供給システムの最小電力需要世帯における改質器及び燃料電池スタックの年間負荷率と水素需要量との関係

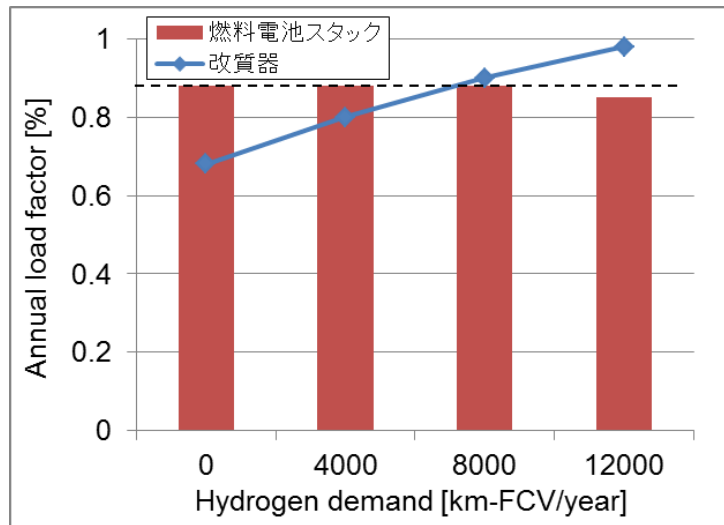


図 24 PEFC 水素供給システムの最大電力需要世帯における改質器及び燃料電池スタックの年間負荷率と水素需要量との関係

以上のことから、電力需要量に応じて、一次エネルギー削減量が最大となる最適な FCV 用水素供給量が存在することが明らかになった。

5. 6 多摩地域を対象とした水素供給可能範囲の分析

5. 6. 1 分析目的

「5. 4. 1 FCV 用水素供給ポテンシャル」において、家庭用燃料電池を用いた FCV 用水素製造可能量の分析を実施し、1 世帯あたりの水素製造可能量を求めた。その結果を用いると、提案するシステムを集合住宅の全世帯に導入した場合の水素製造可能量から、地域内の FCV のどの程度の割合の水素需要を満たすことができるかを評価することができ、集合住宅に導入した本システムの FCV 用水素ステーションとしての可能性を検討した。

5. 6. 2 対象地域の集合住宅と水素需要量の設定

東京都の多摩地域の市町村のうち、都市計画区域ごとの市街化区域の面積割合が 70%を上回る、立川市、武蔵野市、三鷹市、府中市、昭島市、調布市、町田市、小金井市、小平市、

日野市、東村山市、国分寺市、国立市、狛江市、東大和市、清瀬市、東久留米市、武蔵村山市、多摩市、稲城市、西東京市の計 21 市 401 km²を供給対象地域とした。本研究では、建築後 30 年を経過した共同住宅の建て替えによる燃料電池を用いた給湯システムへの転換を想定し、水素ステーションの設置を検討する集合住宅は、住宅地図データベースより対象地域の 100 世帯以上の集合住宅の中から、2020 年時点で築 30 年以上となる 159 の集合住宅を対象とした。

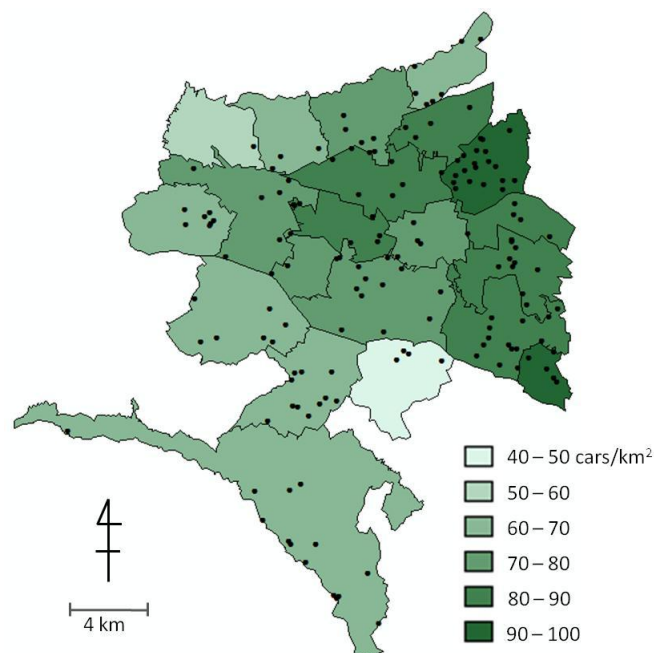


図 25 各自治体別の FCV 普及密度の算出結果

「5. 4. 1 FCV 用水素供給ポテンシャル」の結果より、少なくとも FCV 8,000 km 分の水素はどの世帯でも余力で製造可能であることから、簡単のため 1 世帯あたり 8,000 km 分、1,040 Nm³ の水素を製造できるものとした。水素社会実現に向けた東京戦略会議の資料[17]によれば、2025 年に東京全体で 10 万台という FCV の普及目標が掲げられている。これは現在の東京都の総乗用車数[18]の 3.75%にあたり、東京都内で均等に FCV が普及するとして、対象地域には 28,464 台の FCV が普及すると想定した。1 台あたりの年間走行距離は、自動車燃料

消費量統計[19]より東京都における自動車1台あたりの年間平均走行距離を算出し、1台あたり5,121 kmとした。これにより対象地域1 km²あたり平均で363,544 km 走行分の水素需要があるものとした。対象とした集合住宅の位置と、各自治体別のFCV普及密度の算出結果を図25に示す。

5. 6. 2 導入する集合住宅の選択方法

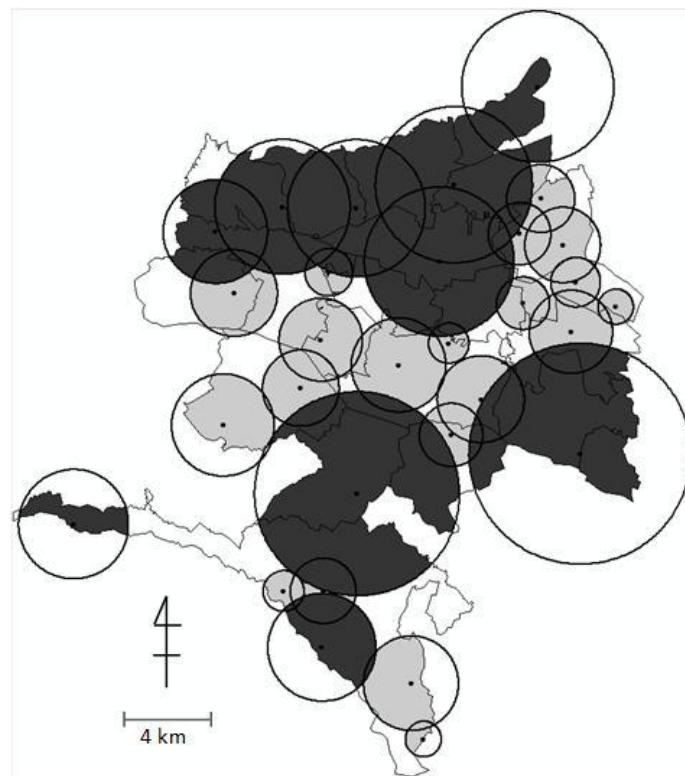


図 26 対象の集合住宅の位置及び水素供給カバー範囲

対象とした集合住宅のうち、以下の方法で本システムを統合した水素ステーションを導入する集合住宅を決定した。まず、世帯数の最も多い集合住宅に導入することとし、水素製造可能量と水素需要の関係から供給可能範囲を円で描いた。その円の内側の集合住宅には導入しないものとし、円の外側のうち最も世帯数が多い集合住宅を次の導入地点とした。順に導入箇

所を増やしていき、30ヶ所まで導入順序を決定した。決定した30ヶ所の集合住宅位置及び描いた円を図26に示す。濃く塗ったエリアは、世帯数が多い上位10ヶ所の円に含まれるエリアである。

5. 6. 3 水素供給可能範囲の評価方法とその結果

描いた円を用いて、導入する集合住宅数を5, 10, 15, 20, 25, 30ヶ所としたそれぞれの場合について、対象地域と円の重なり部分(図26の色が塗られた部分)の面積を求め、対象地域全体に占める面積カバー率を求めた。対象地域外を含むことや円同士の重なりがあること、また、地域ごとにFCVの普及密度が異なることから、面積カバー率は、供給できるFCVの台数カバー率とは一致しない。そこで、それぞれの集合住宅が最も近くなるエリアをボロノイ分割により求め、それぞれの範囲内の水素需要量に対して、集合住宅の水素ステーションが供給できる水素量の割合をエリアごとに算出した。100%を超えるエリアは100%とした。集合住宅が10ヶ所の場合の自治体別のFCV台数カバー率を図27に示す。

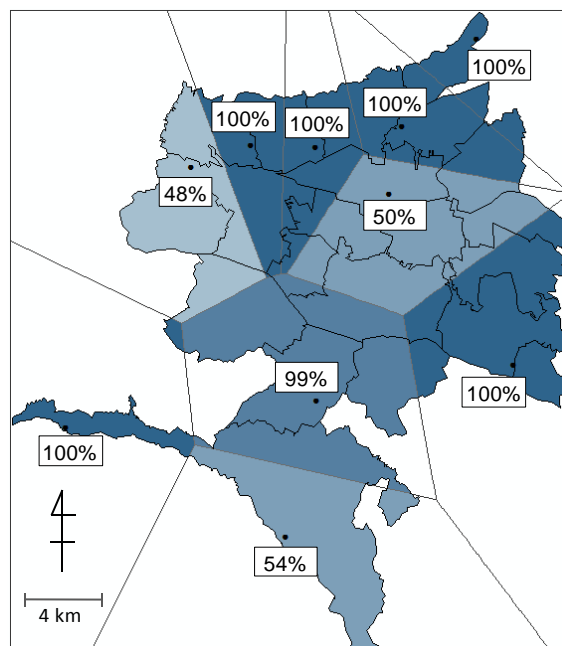


図27 集合住宅が10ヶ所の場合の自治体別のFCV台数カバー率

その結果、対象地域全体のFCV台数カバー率は、80.9%であった。集合住宅数を5、10、15、20、25、30ヶ所としたそれぞれの場合、面積カバー率及びFCV台数カバー率を表1に示す。15ヶ所の集合住宅を水素ステーションとした場合がFCVの台数カバー率が最大となり、集合住宅数をさらに増やすと、水素供給量の少ない集合住宅による水素ステーションが増えるため、最寄りの水素ステーションの水素供給量では不足するFCVが増加し、FCVカバー率は低下していくことが分かる。集合住宅数が10ヶ所の場合ですでにFCVカバー率は80%を超えており、10ヶ所程度であっても余力の水素製造能力を用いた本システムを導入した集合住宅により、水素ステーションの役割の一部を担うことができると考えられる。

表1 集合住宅数と面積カバー率及びFCV台数カバー率の関係

集合住宅数	面積カバー率	FCV台数カバー率
5	42.4%	56.3%
10	59.0%	80.9%
15	71.9%	81.6%
20	81.5%	79.6%
25	83.9%	78.2%
30	85.8%	77.7%

5. 7 2世帯で燃料電池システムを共有した場合の運用評価

5. 7. 1 分析目的

「5. 4. 1 FCV用水素供給ポテンシャル」において、各世帯に1台の燃料電池システムが導入された場合のFCV用水素製造可能量の分析を実施し、1世帯あたりの水素製造可能量を求めた。ここでは、1台の燃料電池システムを2世帯で共有する2世帯1システム(2世帯1システム)の導入効果について検討する。既往の研究において、1世帯に1台の燃料電池システムを導入した1世帯1システム(1世帯1システム)よりも、2世帯1システムの方が、一次エネルギー削減効果が高まること報告されている[20,21]。これは、給湯需要量が増大することで、燃料電池システムの稼働率が向上するからである。さらに、2世帯で1台の

燃料電池システムを共有する効果として、1世帯あたりの導入コストが削減されることから、コストダウンが課題である燃料電池システムの市場規模拡大につながりうる可能性がある。

5. 7. 2 2世帯1システムのエネルギー需給データ

「5. 3. 1 エネルギー需要データ」の24世帯の内、関東地方の戸建住宅の年間平均給湯・電力需要に最も近い世帯データをサンプル M、年間給湯需要がサンプル M に比べて約半分となる世帯データをサンプル S、年間給湯需要がサンプル M に比べて約 1.5 倍となる世帯データをサンプル L とし、それぞれを組合せることで 2 世帯 1 システムのエネルギー需給データと設定した。図 28 に 2 世帯 1 システム用エネルギー需給データとして使用する S、M、L の 1 世帯データ及び関東地方の戸建住宅の年間平均給湯・電力需要のデータを示す。また、上記、S、M、L の 1 世帯データを組み合わせた全 6 種類の 2 世帯 1 システム用エネルギー需給データを図 29 に示す。

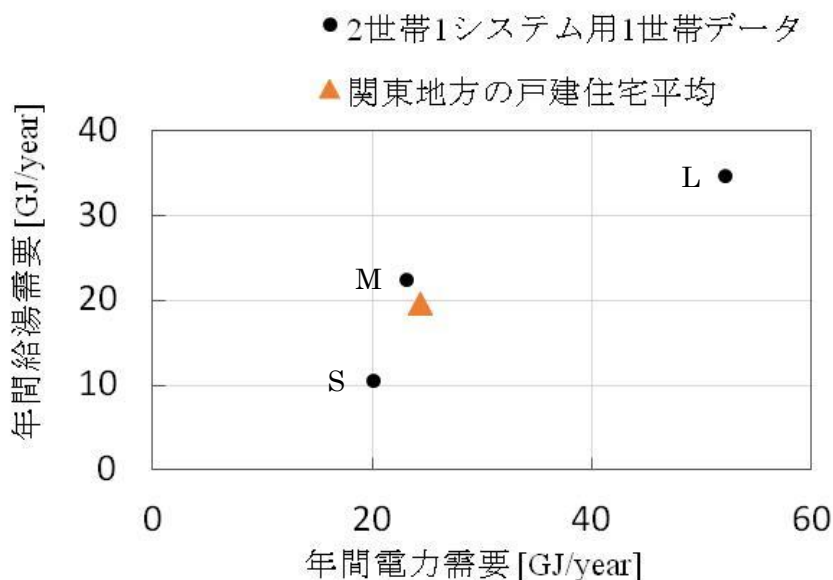


図 28 2 世帯 1 システム用 1 世帯データ

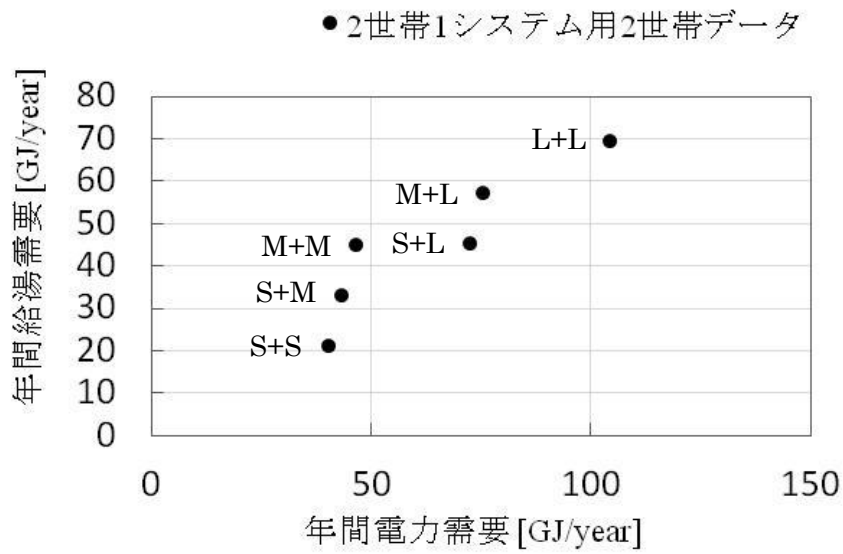


図 29 2 世帯 1 システム用エネルギー需給データ

5. 7. 3 2 世帯 1 システムの導入効果の評価手法

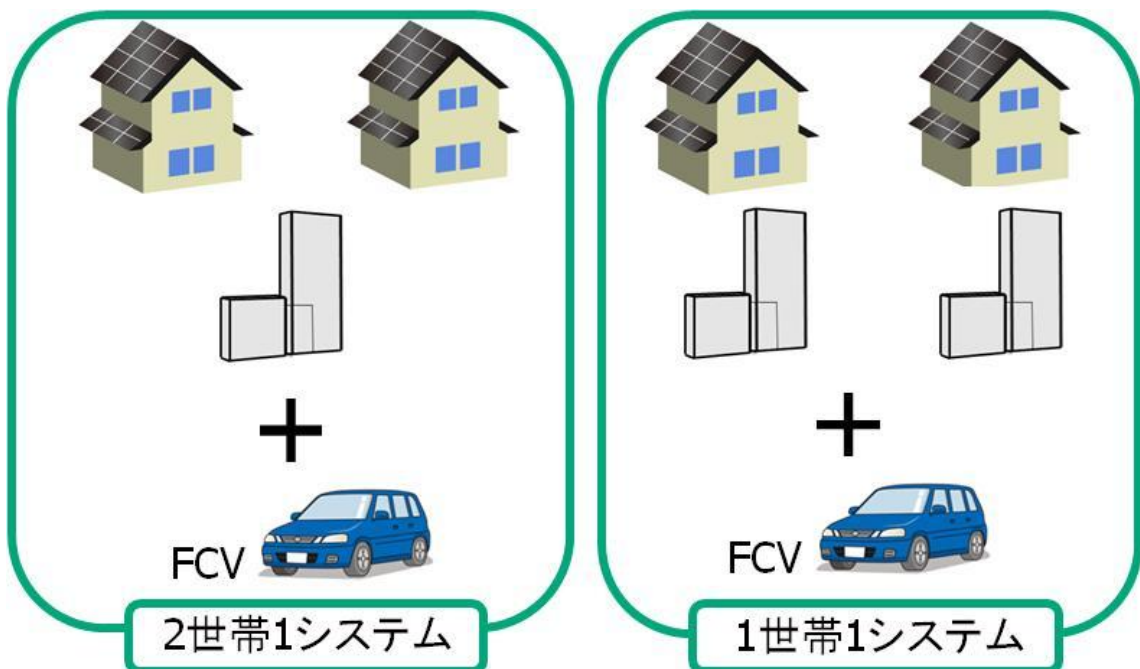


図 30 2 世帯 1 システムと 1 世帯 1 システムのイメージ[22]

2世帯1システムの導入効果を明らかにすることを目的に、燃料電池システム及びFCVを所有しておらず、GVのみを所有している世帯を基準にした場合の一次エネルギー削減率の評価と共に、1世帯1システムとの導入効果の比較評価を実施した。2世帯1システム及び1世帯1システムのそれぞれのイメージを図30に示す。2世帯1システムは燃料電池システムを2世帯で共有し、FCV用に水素製造を行うパターンである。1世帯1システムでは、2世帯1システムと平等の比較をするため、自動車台数を同じ条件になるように考慮し、それぞれの世帯が燃料電池システムを有しているものの、どちらか片方の世帯のみがFCV用に水素製造を行うパターンとした。なお、FCV、GV共に年間走行距離は8000kmと想定し、ガソリンの一次エネルギー換算係数は34.6 MJ/L(HHV) [23]、ガソリン自動車の燃費は15 km/Lとして計算を行った。なお、その他の計算条件及び計算方法は「5.2 評価モデル」と同様とした。

5.7.4 2世帯1システムの導入効果

2世帯1システム及び1世帯1システムのGVのみを所有している世帯を基準とした場合の一次エネルギー削減率を図31に示す。

その結果、2世帯1システムは、どの世帯においても1世帯1システムの一次エネルギー削減率を上回り、特に、エネルギー需要の比較的小さい世帯(S+S、S+M、M+M)では2世帯1システムの導入効果が大きく、一次エネルギー削減率が20%程度であることが分かった。一方で、エネルギー需要の比較的大きい世帯(S+L、M+L、L+L)では2世帯1システムの導入効果が小さく、一次エネルギー削減率が15%程度であった。また、2世帯1システムの1世帯1システムと比較した場合の導入効果は、エネルギー需要が最大である世帯(L+L)において最も小さく、エネルギー需要が最小である世帯(S+S)において最も大きいことが明らかになった。これらは、エネルギー需要が小さい世帯では、1世帯1システムにおける燃料電池システムの稼働率が低く、2世帯1システムの場合には、燃料電池システムの1台あ

たりのエネルギー需要が高まり、稼働率が向上するため、1世帯1システムに対する2世帯1システムの導入効果大きくなると考えられる。一方、エネルギー需要が大きい世帯では、1世帯1システムにおいても燃料電池システムの稼働率が高く、2世帯1システムの場合には、燃料電池システムの1台あたりのエネルギー需要がその容量を上回ってしまうため、1世帯1システムに対する2世帯1システムの導入効果が小さくなると考えられる。

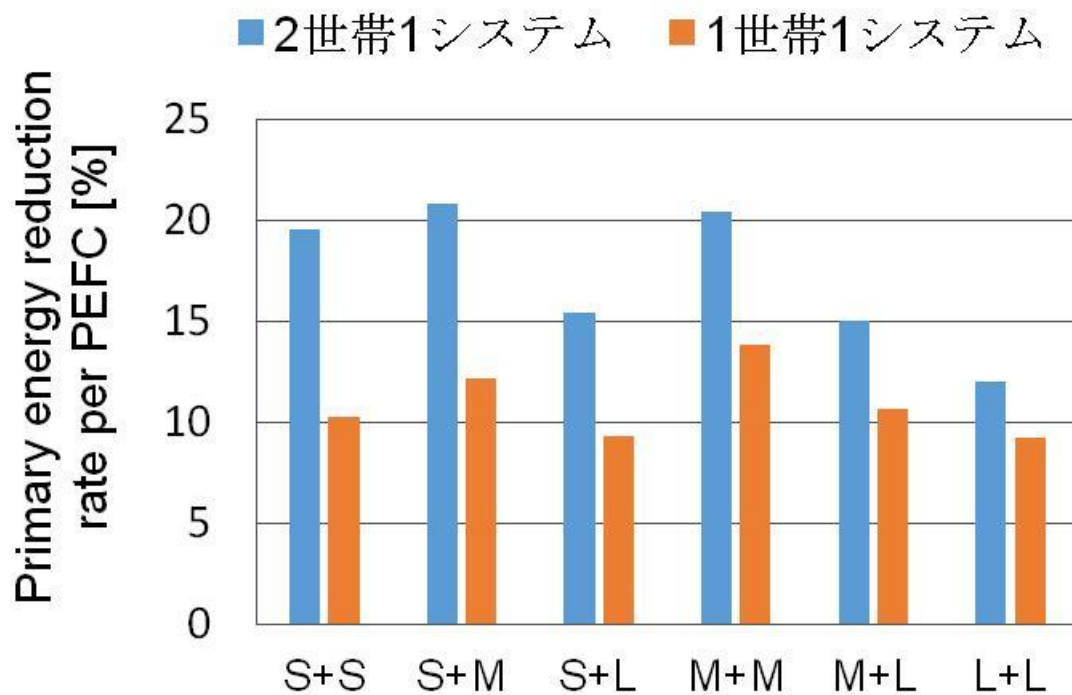


図 31 2世帯1システムと1世帯1システムの一次エネルギー削減率

5. 8 まとめ

従来の発電、給湯のコージェネレーション機能に加えて、水素製造機能を付加した最適な燃料電池システムを構築し、多様な給湯負荷特性を持つ複数の世帯を対象にしたエネルギー需給シミュレーションを行うことで、PEFC水素供給システムにおける水素製造可能量を評価

した。また、PEFC 水素供給システムにおける発電、給湯のコージェネレーション機能と水素供給機能を両立する際の最適な運用スケジュールを検討する共に、その運用時における一次エネルギー削減量を評価した。さらに、得られた世帯あたりの年間水素製造可能量をもとに、集合住宅の各世帯に設置されている燃料電池に本システムを導入した場合の、地域の FCV 用水素需要に対する供給地域や FCV 台数のカバー率について東京都多摩地区を対象に分析を行い、水素ステーションの役割を担う能力を簡易的に評価した。最後に、1 台の燃料電池システムを 2 世帯で共有する 2 世帯 1 システムの導入効果についても評価した。以上の結果、下記が明らかになった。

- PEFC 水素供給システムにおける水素供給ポテンシャルは、いずれの需要世帯においても、少なくとも FCV の年間 10,000 km 走行分の水素 1,300 Nm³を製造可能であり、世帯によっては最大で 3,500 Nm³(27,000 km 走行分)の水素を製造可能であることが明らかになった。これは、全国平均の世帯別走行距離は 8,000 km 程度であることを考えると、燃料電池システムで FCV 用水素全量を自家製造可能であると言える。
- PEFC 水素供給システムは、燃料電池スタック及び改質器を独立して運用可能であることから、従来 PEFC システムよりもシステム効率が高く、いずれの需要世帯においても改質器の負荷が低く保たれていること、及び従来、改質器の反応熱として利用されていた水素を FCV 用水素として供給可能であることから、従来 PEFC システムに比べて FCV 用水素供給量が大幅に増加することが明らかになった。
- PEFC 水素供給システムにおける一次エネルギー削減効果は、自動車の世帯別走行距離の全国平均である 8,000 km 相当分の水素量までは、水素供給量の増加と共に、僅かながら増加することが明らかになった。一方で、電力需要及び水素需要が特に大きい需要世帯においては、僅かながら一次エネルギー削減効果が低下することから、電力需要量に応じて、一次エネルギー削減量が最大となる最適な FCV 用水素供給量が存在することが明らかになった。

- PEFC 水素供給システムは、最も効率の高い運用である燃料電池スタックの低負荷運転、改質器の定格運転の頻度が従来 PEFC システムよりも高いことからシステム効率が高く、一次エネルギー削減効果が増大することが明らかになった。
- 本システムを各家庭に導入した集合住宅が水素ステーションの代替となる可能性を、東京都多摩地区を対象として評価した。多摩地区内の 10ヶ所の集合住宅に本システムを導入した場合、2025 年の FCV の普及目標に対して 80.9 %の FCV の水素需要を満たすことができることが示された。
- 2 世帯 1 システムは、どのエネルギー需要世帯においても 1 世帯 1 システムの一次エネルギー削減率を上回り、特に、エネルギー需要の比較的小さい世帯では 2 世帯 1 システムの導入効果が大きいことが明らかになった。

以上により、PEFC 水素供給システムは、水素ステーションの導入が拡大するまでの中継ぎ的な役割として期待できる。但し、PEFC 水素供給システムで製造される水素は、常圧であり、CO₂等の不純物を含んでいる。従って、FCV に水素供給するためには、水素の圧縮及び精製が必要であり、そのためにも固体高分子形圧縮・精製技術に代表される小型かつ低コストな圧縮・精製技術の実用化が望まれる。

第6章 結言

6. 1 総括

本研究を通して、水素エネルギー社会の過渡期である現在において、実現可能な産業分野及び民生分野における水素エネルギーシステムを提案するべく、産業分野及び家庭分野の水素供給源に着目し、それぞれにおける新たな水素エネルギーシステムを構築すると共に、技術評価を実施し、そのシステムの有効性及び課題を明らかにした。以下に本研究で得られた要点を示す。

6. 1. 1 ソーダ電解工場用高効率水素エネルギーシステムの技術評価

ソーダ電解工場向けの2種類のエネルギーシステム(ボイラ・PEFCシステム、ボイラ・PEFC・GTシステム)を構築し、線形計画法に基づく技術評価を実施することで、以下のことを明らかにした。

<ボイラ・PEFCシステム>

- 従来システムと比較して、システムコストは最大約 38%削減、CO₂ 排出量は最大約 40%削減可能である。
- エネルギーシステムの主要構成機器である副生水素用 PEFC の目標仕様は、発電効率が 50%の場合には、イニシャルコストが 45 万円/kW 以下、発電効率が 60%の場合では、イニシャルコストが 50 万円/kW 以下である。

<ボイラ・PEFC・GTシステム>

- 従来システムと比較して、システムコストは最大約 39%削減、CO₂ 排出量は最大約 80%削減可能である。
- エネルギーシステムの主要構成機器である副生水素用 PEFC の目標仕様は、発電効率が 55%以上及びイニシャルコストが 35 万円/kW 以下である。

さらには、副生水素用 PEFC の黎明期すなわち、十分な低コスト化及び高性能化が実現されるまでは、ソーダ電解工場にはボイラ・PEFC・GT システムが最適であり、副生水素用 PEFC の十分な低コスト化及び高性能化が実現する将来においては、ボイラ・PEFC システムが最適であることを明らかにした。

6. 1. 2 製油所用高効率水素エネルギーシステムの技術評価

製油所向けのエネルギーシステム(PEFC 発電システム)を構築し、水素製造装置の様々な条件を考慮しながら、線形計画法に基づく技術評価を実施することで、以下のことを明らかにした。

○PEFC 発電システムは、従来システムと比較して、システムコストは最大約 34%削減、CO₂ 排出量は最大約 38%削減可能である。

○エネルギーシステムの主要構成機器である純水素 PEFC の目標仕様は、発電効率が 50% の場合には、イニシャルコストが 25 万円/kW 以下、発電効率が 60%の場合では、イニシャルコストが 45 万円/kW 以下である。

さらに、水素製造装置の稼働率の月別変動の大きさ、水素貯蔵タンクの使用有無、水素精製コストは、PEFC 発電システムの従来システムに対するシステムコスト削減率に大きな影響を及ぼすことが明らかにした。

6. 1. 3 民生用高効率水素エネルギーシステムの技術評価

従来の発電、給湯のコージェネレーション機能に加えて、水素製造機能を付加した最適な PEFC 水素供給システムを構築し、多様な給湯負荷特性を持つ複数の世帯を対象にした線形計画法に基づく技術評価を実施することで、以下のことを明らかにした。

- PEFC 水素供給システムにおける水素供給ポテンシャルは、いずれの需要世帯においても、少なくともFCVの年間10,000 km 走行分の水素1,300 Nm³を製造可能であり、世帯によっては最大で3,500 Nm³(27,000 km 走行分)の水素を製造可能である。
- PEFC 水素供給システムにおける一次エネルギー削減効果は、自動車の世帯別走行距離の全国平均である8,000 km 相当分の水素量までは、水素供給量の増加と共に、僅かながら増加する。
- 多摩地区内の10ヶ所の集合住宅に本システムを導入した場合、2025年のFCVの普及目標に対して80.9%のFCVの水素需要を満たすことができることが示された。
- 2世帯1システムは、どのエネルギー需要世帯においても1世帯1システムの一次エネルギー削減率を上回り、特に、エネルギー需要の比較的小さい世帯では2世帯1システムの導入効果が大きいことが明らかになった。

以上により、PEFC水素供給システムは、水素ステーションの導入が拡大するまでの中継ぎ的な役割として期待できる。

6. 2 今後の課題

本研究で対象としたエネルギーシステムの主要構成機器である固体高分子形燃料電池システム(PEFCシステム)は、2017年現在、約150万円/700W(214万円/kW)であり、家庭用PEFCシステムの普及台数も20万台である。これは、国が目標として掲げる2030年における目標価格30万円/700W(投資回収期間:5年、約45万円/kW)、普及台数530万台には遠く及ばない。一方で、国が掲げる本格的な水素エネルギー社会が到来した際には、水素を燃料としたエネルギーシステムの中においては、定置用純水素燃料電池や燃料電池自動車を始めとするPEFCシステムが性能面、コスト面において最も有望であることから、加速度的に普及が進むことが想定される。しかしながら、本格的な水素エネルギー社が到来した際には、水素

エネルギー利用機器として最も有望である PEFC システムがレディの状態である必要があり、特にコスト面において一定水準以上のレベルになっている必要があると考えられる。現状、燃料電池自動車や定置用 PEFC システムの市場導入に伴い、技術的には非常に完成度の高いものとなっているため、技術開発によるさらなるコストダウンは困難である。従って、水素エネルギー社会の過渡期である現在において、PEFC システムを活用した新たな市場を開拓し、PEFC システムの普及を拡大させることが最も有効なコストダウン策であると考えられる。

そのような中、本研究を通して、水素エネルギー社会の過渡期である現在において、実現可能性が高いと考えられる産業分野及び家庭用分野における PEFC システムを活用した水素エネルギーシステムを提案し、その有効性を検証できた。本研究で提案した水素エネルギーシステムは、将来の本格的な水素エネルギー社会到来までのかけ橋としての役割を果たすことを期待する。但し、本研究で提案した水素エネルギーシステムの実現には、産業分向け、家庭分野向け、それぞれにおいて下記の課題がある。

<産業分野向け水素エネルギーシステム>

○本エネルギーシステムでは、比較的純度の高い水素を純水素 PEFC システムの燃料とすることを想定している。しかしながら、純水素 PEFC システムは極微量の不純物が混入するだけでも劣化する可能性がある。そこで、産業分野で発生する水素に含まれる微量不純物を分析し、純水素 PEFC システムへの影響を検証すると共に、必要に応じ不純物対策技術を開発する必要がある。また、それらを考慮した、より精度の高い技術評価を実施する必要がある。さらには、本研究により明らかになった副生水素用 PEFC の目標イニシャルコストは 45～50 万円(発電効率 60%) であるが、現状の純水素 PEFC システムのイニシャルコストは約 100 万円/kW(家庭用 PEFC システム(214 万円/kW)の半額)であると推測されることから、純水素 PEFC システムの大幅なコストダウンの早期実現が必要である。

<民生分野向け水素エネルギーシステム>

○本エネルギーシステムでは、製造される水素は、常圧であり、CO₂等の不純物を含んでいる。

しかしながら、燃料電池自動車に水素供給するためには、高圧水素、高純度水素である必要がある。そこで、小型かつ安価な圧縮・精製技術として期待されている固体高分子形圧縮・精製技術を早期に開発する必要がある。さらには、それらを考慮した、より精度の高い技術評価を実施する必要がある。

発表論文

原著論文

(1)Takahide Haneda, Atsushi Akisawa, “Technological assessment of PEFC power generation system using by-product hydrogen produced from a caustic soda plant”, International Journal of Hydrogen Energy, 42 巻, 5 号, 2017 年 2 月, pp.3240-3249.

(2)Takahide Haneda, Atsushi Akisawa, “Technical, economic and environmental assessment of PEFC power generation system using surplus hydrogen produced from an oil refinery”, Journal of Electrochemical Energy Conversion and Storage, 14 巻, 4 号, 2017 年 6 月, pp 041001-041001-9.

(3)小野優輔, 羽田貴英, 池上貴志, 秋澤淳, ”家庭用燃料電池システムの水素製造余力を用いた燃料電池自動車用水素製造可能性の評価”, 日本エネルギー学会誌, Accepted(2017/7/21).

(4) Takahide Haneda, Yusuke Ono, Takashi Ikegami, Atsushi Akisawa, “Possibility of Hydrogen Supply by Shared Residential Fuel Cell Systems for Fuel Cell Vehicles”, Renewable Energy & Environmental Sustainability journal, Accepted(2017/7/27).

発表論文

(1)Takahide Haneda, Atsushi Akisawa, “Technological assessment of PEFC power generation system using by product hydrogen produced from chemical industry plant”, 5th International Conference on Power and Energy Systems, Lisbon, Portugal, Nov.23-25(2015).

(2)Yusuke Ono, Takahide Haneda, Atsushi Akisawa, “Evaluation of Possible Hydrogen Supply by Residential Fuel Cell Systems for Fuel Cell Vehicles”, [World Renewable Energy Congress 2017](#), Perth, Australia, Feb.5-9(2017).

参考文献

第1章 緒言

- [1] NEDO,「水素エネルギー白書」, Available online at:
http://www.nedo.go.jp/library/suiso_ne_hakusyo.html(アクセス日:2017年1月).
- [2] 株式会社野村総合研究所,「水素社会の実現に向けた取組に関する調査」, Available online at: http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2016fy/000227.pdf(アクセス日:2017年1月).
- [3] 鈴木 寛征,中田 俊彦,「副生水素を供給源とする分散型水素エネルギーシステムの設計」, 第23回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, (2007), 535-538.
- [4] 國分裕一,「高圧水素の輸送にかかわるコストとエネルギー効率」, 水素エネルギーシステム, 34(2009), 24-30.
- [5] 水素・燃料電池戦略協議会:水素・燃料電池戦略ロードマップ改訂版, Available online at: <http://www.meti.go.jp/press/2015/03/20160322009/20160322009-c.pdf>(アクセス日:2017年3月).
- [6] Kazushige Maeda, Kouji Masumoto, Akihito Hayato, Journal of Power Sources, 195 (2010), 3779-3784.
- [7] 大田 健一郎,「原理から考える燃料電池」,GS Yuasa Technical Report, 2(2005) 1-5.

第2章 水素エネルギーシステム

- [1] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO):水素エネルギー白書, Available online at: <http://www.nedo.go.jp/content/100567362.pdf>(アクセス日:2017年1月).
- [2] 早内 義隆,石倉 雅裕,「石油・化学業界の既存設備を活用した高純度水素の供給可能性と石油業界の位置付け」, 水素エネルギーシステム, 28(2003), 23-28.
- [3] エネファームパートナーズ,「家庭用燃料電池「エネファーム」累積 20 万台突破について」, Press release on May. 10, 2017, Available online at:<http://www.gas.or.jp/newsrelease/>

2017ef20.pdf (アクセス日:2017年6月).

[4] 水素・燃料電池戦略協議会:水素・燃料電池戦略ロードマップ改訂版, Available online at: <http://www.meti.go.jp/press/2015/03/20160322009/20160322009-c.pdf> (アクセス日:2017年3月).

[5] 燃料電池実用化推進協議会, 燃料電池実用化推進協議会, 「商用水素ステーション情報(2017年1月更新)」, Available online at: <http://fccj.jp/hystation/> (アクセス日:2017年3月).

[6] 資源エネルギー庁 燃料電池推進室, 「水素の製造、輸送・貯蔵について」, Available online at: http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/suiso_nenryodenchiwg/pdf/005_02_00.pdf (アクセス日:2017年7月).

[7] 大田 健一郎, 「原理から考える燃料電池」, GS Yuasa Technical Report, 2(2005) 1-5.

[8] 西川 尚男, 「燃料電池の技術」(2010 東京電機大学出版局).

[9] 小野 健介, 「製油所とエチレンプラントの連携強化」, 化学経済, 9(2014), 27-32.

[10] 荻野 零児, 「石油業界再編の現状と課題」, 化学経済, 3(2013),65-69.

[11] 福岡 正雄, 「食塩電解工業における副生水素利用の現状水素エネルギーシステム」, 28(2003), 16-22.

[12] JX 日鉱日石リサーチ株式会社, 「製油所からの水素供給能力評価(調査)」, Available online at: <http://www.pecj.or.jp/japanese/report/reserch/H25guide/h25data/07.pdf> (アクセス日:2017年3月).

[13] 東芝燃料電池システム(株), “Toshiba Fuel Cell Power Systems Corporation Begins Demonstration Research into Pure Hydrogen Fuel Cell System in Yamaguchi Prefecture, Japan.”, Press release on Mar. 9, 2015. Available online at:http://www.toshiba.co.jp/about/press/2015_04/pr0601.htm(アクセス日:2016年5月).

- [14] Adriaan J.L. Verhage, Jorg F. Coolegem, Martijn J.J. Mulder, M. Hakan Yildirim, Frank A. de Bruijn, “30,000 h operation of a 70 kW stationary PEM fuel cell system using hydrogen from a chlorine factory”, *International Journal of Hydrogen Energy* 38(2013),4714-4724.
- [15] “Nedstack wins China order for world’s first 2 MW PEMFC plant”, *Fuel Cells Bulletin*, 3(2015) .
- [16] 小林 広介, 「家庭用燃料電池コージェネレーションシステム「エネファーム」の新型機について」, *水素エネルギーシステム*, 36(2011), 51-54.
- [17] 東京ガス㈱, 「エネファーム向け燃料処理装置の開発」, Available online at:http://www.tokyo-gas.co.jp/techno/menu3/3_index_detail.html (アクセス日:2017年6月).
- [18] 藤木 広志, 「都市ガスからの PEFC システム向け水素製造技術」, *水素エネルギーシステム*, 37(2012), 11-15.
- [19] Hiroshi Ito, “Economic and environmental assessment of residential micro combined heat and power system application in Japan”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(2016), 15111-15123.
- [20] 東京ガス株式会社, “ENEFARM よくある質問,” 2015. [オンライン]. Available online at: http://home.tokyo-gas.co.jp/enefarm_special/faq/index.html.
- [21] 日本自動車研究所, 「総合効率と GHG 排出の分析」, 総合効率検討作業部会報告書 (2010).
- [22] Tetsuya Wakui, Naohiro Wada, Ryohei Yokoyama, “Energy-saving effect of a residential polymer electrolyte fuel cell cogeneration system combined with a plug-in hybrid electric vehicle”, *Energy Conversion and Management*, 77(2014), 40-51.
- [23] Kazushige Maeda, Kouji Masumoto, Akihito Hayano, “A study on energy saving in residential PEFC cogeneration systems”, *Journal of Power Sources*, 195 (2010), 3779-3784.
- [24] 鈴木 将大, 加藤丈佳, Wu Kai, 横水 康伸, 岡本 達希, 鈴置 保雄, 「可逆セルを

用いた固体高分子型燃料電池システムの戸建住宅への導入形態に関する形態」, 第 17 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, (2001), 561-566.

[25] Hirohisa Aki, Shigeo Yamamoto, Junji Kondoh, Tetsuhiko Maeda, Hiroshi Yamaguchi, Akinobu Murata, Itaru Ishii, “Fuel cells and energy networks of electricity, heat, and hydrogen in residential areas”, International Journal of Hydrogen Energy, 31(2006), 4714-4724.

[26] Hirohisa Aki, Yukinobu Taniguchi, Itaru Tamura, Akeshi Kegasa, Hideki Hayakawa, Yoshiro Ishikawa, Shigeo Yamamoto, Ichiro Sugimoto, “Fuel cells and energy networks of electricity, heat, and hydrogen: A demonstration in hydrogen-fueled apartments”, International Journal of Hydrogen Energy, 37(2012), 1204-1213.

[27] M. Halinen, O. Thomann, J. Kiviaho, “Experimental study of SOFC system heat-up without safety gases”, International Journal of Hydrogen Energy, 39(2014), 552-561.

第 3 章 ソーダ電解工場用高効率水素エネルギーシステムの技術評価

[1] Eurochlor, “Chlorine industry review 2014-2015”, Available online at:http://www.eurochlor.org/media/97813/annual_report_final-light.pdf (アクセス日:2016年5月).

[2] 日本ソーダ工業会, 「ソーダ工場」, Available online at:http://www.jsia.gr.jp/explanation_02.html (アクセス日:2016年5月).

[3] 福岡 正雄, 「食塩電解工業における副生水素利用の現状水素エネルギーシステム」, 28 (2003), 16-22.

[4] 東京ガス㈱, 「エネファームの仕様」, Available online at: http://www.tokyo-gas.co.jp/home.tokyo-gas.co.jp/enefarm_special/enefarm/specific.html (アクセス日:2016年5月).

[5] 日本ガス協会, 「CO₂削減対策の評価に用いる電気のCO₂排出係数について(2010年施工温対法対応版)」, Available online at:<http://www.gas.or.jp/kankyo/co2taisaku>

_20130221.pdf(アクセス日:2016年5月).

[6] 東芝燃料電池システム(株), “Toshiba Fuel Cell Power Systems Corporation Begins Demonstration Research into Pure Hydrogen Fuel Cell System in Yamaguchi Prefecture, Japan.”, Press release on Mar. 9, 2015. Available online at:http://www.toshiba.co.jp/about/press/2015_04/pr0601.htm(アクセス日:2016年5月).

[7] 水素・燃料電池戦略協議会:水素・燃料電池戦略ロードマップ改訂版, Available online at:<http://www.meti.go.jp/press/2015/03/20160322009/20160322009-c.pdf>(アクセス日:2017年3月).

[8] Yoshikazu Shirai, Noriko Osaka, “Computational Study on Energy Savings and CO₂ Reduction from Combined Heat and Power with Chemical Heat Storage”, International Journal of Environmental Science and Development, 7(2016), 772-777.

[9] 平成27年度補正予算中小企業等の省エネ・生産性革命投資促進事業費補助金, 「設備別省エネルギー 効果計算の手引き」, Available online at:https://sii.or.jp/kakumeitoushi27r/file/5_boiler.pdf(アクセス日:2016年5月).

[10] 川崎重工業(株), 「製品ラインナップ」, Available online at:<https://www.khi.co.jp/gasturbine/product/industry/cogeneration.html>(アクセス日:2016年5月).

[11] 東京ガス(株), 「大口ガス供給の平均価格」, Available online at:<http://eee.tokyo-gas.co.jp/ryokin/about/list/r-oguchi.html>(アクセス日:2016年5月).

[12] 東京電力(株), 「特別高圧電力B料金メニュー」, Available online at: http://www.tepco.co.jp/ep/corporate/plan_h/plan08.html(アクセス日:2016年5月).

第4章 製油所用高効率水素エネルギーシステムの技術評価

[1] 池田雅一, 「製油所を活用した”低炭素型”水素製造装置の可能性,水素エネルギーシステム」, 34 (2009), 27-32.

- [2] M.Khajepour, F.Farhadi, M.R. Pishvaie, “Reduced superstructure solution of MILP problem in refinery hydrogen management”, International journal of hydrogen energy, 34 (2009), 9233–9238.
- [3] 安芸 裕久, 近藤 潤次, 石井 格, 山本 重, 「小規模需要家への分散型電源の普及とエネルギー融通に関する分析」, 第19回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集 1-3(2003), 1-6.
- [4] 加納 達也, 「製油所の副生水素の発生実態と利活用技術」, Best value, 20(2008), 1-6.
- [5] JX 日鉱日石リサーチ株式会社, 「製油所からの水素供給能力評価(調査)」, Available online at: <http://www.pecj.or.jp/japanese/report/reserch/H25guide/h25data/07.pdf> (アクセス日:2017年3月).
- [6] 小野 健介, 「製油所とエチレンプラントの連携強化」, 化学経済, 9(2014), 27-32.
- [7] 荻野 零児, 「石油業界再編の現状と課題」, 化学経済, 3(2013),65-69.
- [8] 新妻 拓弥, 「製油所での水素の製造と利用」, 水素エネルギーシステム, 33(2008), 26-29.
- [9] 日本ガス協会, 「CO₂削減対策の評価に用いる電気のCO₂排出係数について(2010年施工温対法対応版)」, Available online at:
http://www.gas.or.jp/kankyo/co2taisaku_20130221.pdf (アクセス日:2017年3月).
- [11] 東京電力㈱, 「2015年度のCO₂排出係数の報告について」 Available online at: http://www.tepco.co.jp/ep/notice/pressrelease/2016/1314951_8661.html(アクセス日:2017年3月).
- [12] 東芝燃料電池システム㈱, “Toshiba Fuel Cell Power Systems Corporation Begins Demonstration Research into Pure Hydrogen Fuel Cell System in Yamaguchi Prefecture, Japan”, Press release on Mar. 9, 2015. Available online at:http://www.toshiba.co.jp/about/press/2015_04/pr0601.htm(v2016年5月).
- [13] 水素・燃料電池戦略協議会:水素・燃料電池戦略ロードマップ改訂版, Available online

at:<http://www.meti.go.jp/press/2015/03/20160322009/20160322009-c.pdf> (アクセス日: 2017年3月).

[14] 東京ガス(株), 「大口ガス供給の平均価格」, Available online at:<http://eee.tokyo-gas.co.jp/ryokin/about/list/r-oguchi.html> (アクセス日:2017年3月).

[15] 東京電力(株), 「特別高圧電力 B 料金メニュー」, Available online at:http://www.tepco.co.jp/ep/corporate/plan_h/plan08.html(アクセス日:2017年3月).

第5章 家庭用高効率水素エネルギーシステムの技術評価

[1] 水素・燃料電池戦略協議会:水素・燃料電池戦略ロードマップ改訂版, Available online at:<http://www.meti.go.jp/press/2015/03/20160322009/20160322009-c.pdf> (アクセス日:2017年3月).

[2] 富岡 秀徳, 「燃料電池自動車用水素性状に係る国際標準化について」, JARI Research Journal,20130806(2013),1-5.

[3] 大森 幹土, 久和野 敏明, 児島 伸之, 「燃料電池自動車用水素ディスペンサーの開発」, 水素エネルギーシステム, vol.30 (2005) ,41-45.

[4] 燃料電池実用化推進協議会, 「商用水素ステーション情報(2017年1月更新)」, Available online at: <http://fccj.jp/hystation/> (アクセス日:2017年3月).

[5] Kazushige Maeda, Kouji Masumoto, Akihito Hayato, “A study on energy saving in residential PEFC cogeneration systems”, Journal of Power Sources, 195 (2010), 3779-3784.

[6] Hiroshi Ito, “Economic and environmental assessment of residential micro combined heat and power system application in Japan”, Journal of international hydrogen energy, 41(2016), 15111-15123.

[7] 小林 広介, 「家庭用燃料電池コージェネレーションシステム「エネファーム」の新型機について」水素エネルギーシステム, 36(2011), 51-54.

- [8] Cecilia Wallmark, Per Alvfors, “Design of stationary PEFC system configurations to meet heat and power demands”, *Journal of Power Sources*, 106(2002), 83–92.
- [9] 安芸 裕久, 近藤 潤次, 石井 格, 山本 重, 「小規模需要家への分散型電源の普及とエネルギー融通に関する分析」, 第19回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集 1-3(2003),1-6.
- [10] トヨタ自動車株式会社, MIRAI主要諸元, Available online at:http://toyota.jp/pages/contents/mirai/001_p_001/pdf/spec/mirai_spec_201508.pdf(アクセス日:2017年3月).
- [11] 東京ガス株式会社, エネファーム製品仕様, Available online at:http://home.tokyo-gas.co.jp/enefarm_special/enefarm/specific.html(アクセス日:2017年3月).
- [12] Tetsuya Wakui, Naohiro Wada, Ryohei Yokoyama, “Energy-saving effect of a residential polymer electrolyte fuel cell cogeneration system combined with a plug-in hybrid electric vehicle”, *Energy Conversion and Management*, 77(2014), 40–51.
- [13] Rohland B, Eberle K, Stobel R, Scholta J, Garche J, “Electrochemical hydrogen compressor”, *Electrochim Acta*, 43(1998), 3841–3846.
- [14] R.Strobel, M. Oszcipok, M. Fasil, “The compression of hydrogen in an electrochemical cell based on a PEM fuel cell design”, *Journal of Power Sources*, 105(2002), 208–215.
- [15] Cristina Casati, Paolo Longhi, Luciano Zanderighi, Fiorenzo Bianchi, “Some fundamental aspects in electrochemical hydrogen purification/compression”, *Journal of Power Sources*, 180(2008), 103–113.
- [16] S.A. Grigoriev, I.G. Shtatniy, P. Millet, V.I. Porembsky, V.N. Fateev, “Description and characterization of an electrochemical hydrogen compressor/concentrator based on solid polymer electrolyte technology”, *International journal of hydrogen energy*, 36(2011), 4148–4155.
- [17] 東京都環境局, 「水素社会実現に向けた東京戦略会議(H26年度)取りまとめ」, Available

online at:<https://www.kankyo.metro.tokyo.jp/energy/hydrogen/cat9026.html> (アクセス日: 2016年10月12日).

[18] 東京都総務局統計部, 「東京都統計年鑑」, Available online at: <http://www.toukei.metro.tokyo.jp/tnenkan/2014/tn14qa040600.xls> (アクセス日: 2017年3月).

[19] 国土交通省, 「自動車燃料消費量統計年報 平成27年度 第9表」, (2015).

[20] 山上哲雄, 「家庭用燃料電池の運転データ解析及び運用改善手法の提案」, 国立大学法人東京農工大学学位(修士)論文, (2010).

[21] 富田達, 「集合住宅における燃料電池の共同利用による省エネルギー効果」, 国立大学法人東京農工大学学位(修士)論文, (2009).

[22] 小野祐輔, 「住宅用燃料電池における燃料電池車用水素製造ポテンシャルの評価」, 国立大学法人東京農工大学学位(修士)論文, (2016).

[23] 日本自動車研究所, 「総合効率とGHG排出の分析」, Available online at: <http://www.jari.or.jp/Portals/0/jhfc/data/report/2010/pdf/result.pdf>. (アクセス日: 2017年3月).

謝辞

本研究の遂行および本論文の執筆にあたっては東京農工大学 秋澤教授、池上准教授、小野優輔氏をはじめ、秋澤研究室の学生諸氏に大変お世話になりました。深く感謝いたします。また、社会人過程での入学を許可いただき、入学から在学中の活動において全面的にご支援いただいた東京ガス㈱の上司、先輩、後輩の皆様、本当にありがとうございました。最後に、3年半と長かった社会人ドクター生活を蔭ながら支えてくれた妻にも深く感謝しております。ありがとうございました。

今後もこの約3年間の良い経験を活かして研究開発に取り組むとともに、エネルギーという観点から世界の地球環境問題の改善に微力ながらも貢献していきたいと思っております。