

原子力オフピーク電力による 電解水素製造コストの評価

桜井 誠, 清水三郎¹, 石田康人², 上野修一³

東京農工大学工学部

184-8588 小金井市中町 2-24-16

1:日本原子力研究所, 2:イーエナジー(株), 3:(株)荏原製作所

Evaluation of Hydrogen Production Cost by Water Electrolysis using Nuclear Off-Peak Power

Makoto Sakurai, Saburo Shimizu¹, Yasuhito Ishida², Syuichi Ueno³

Tokyo University of Agriculture and Technology

2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo 184-8588

1:Japan Atomic Energy Research Institute, 2:e-ENERGY corporation, 3:EBARA corporation

The system of hydrogen production by water electrolysis using nuclear off-peak power was investigated. The cost of off-peak power by substituting nuclear power source for various power sources was evaluated. These off-peak power cost data were connected with two kinds of plant data of the water electrolysis and hydrogen production cost using off-peak power was calculated. It was found that the hydrogen production cost by this proposal could be cheap in comparison with that from the conventional method. Annual patterns of hydrogen production using off-peak power were also investigated.

Keywords: Hydrogen infrastructure, Off-peak power, Water electrolysis,
Hydrogen energy system, Cost analysis

1. はじめに

燃料電池自動車はすでに市場に出つつあり、自動車燃料としての水素供給インフラの構築が緊急の課題となってきた。水素のクリーン性を考えれば、水を原料として製造することが望ましい。現状で水を原料とした水素製造法で最も現実的な方法は電解法である。水電解法による水素製造では、電力コストが高いこともあり製品水素の値段が高いことが解決すべき課題のひとつである。原子力発電は一般にベース電力供給を担うと捉えられているが、筆者らはこの原子力発電について、高い設備利用率を保ちつつピークまたはミドル電力を供給するとともにオフピーク電力を安価に供給することにより水電解水素を得る可能性についてすでに提案した[1]。本報では、1) その後に公表された各種電源別発電原価を用いてオフピーク電力コストを再試算し、2) 試算値に基づいて電解水素製造コストを見直すとともに、3) 電解水素の発生パ

ターンなどを検討したので、これらの結果について報告する。

2. オフピーク電力の試算

2. 1 オフピーク電力試算の考え方

電力需要は日・週・季節単位で変動するので、各種電源がこれらの負荷を分担して供給している。すなわち、ピーク供給力として揚水式水力と石油火力、ミドル供給力としてLNG火力、ベース供給力として石炭・原子力・一般水力が用いられる。各種電源をどの程度の割合で組み合わせるかは電力負荷曲線の形状、運用特性・経済特性を総合的に検討して求められるが[2]、経済性は最適電源構成を定める重要な因子である。各種電源の発電原価は、年間総費用を年間総発電電力量で除して得られる。総費用は、建設費に付随する資本費や運転維持費のような発電電力量に関わらず一定にかかる固定費と発電電力

量により増減する燃料費などの可変費とからなる。
 発電原価 (円/kWh) = 年間総費用 / 年間総発電電力量
 = (資本費 + 運転維持費) + 燃料費
 資本費の割合が大きな原子力発電は、高い設備利用率での運用が経済上有利であり、従来から、ベース供給力として運用されている。

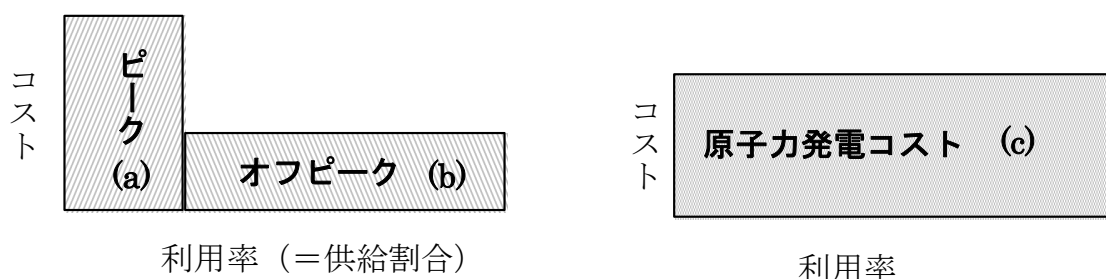
著者らは原子力発電を高い設備利用率で稼働させつつ、発電電力を石油火力などを代替するピーク電力と水電解に供給するオフピーク電力とに分割することを想定した。このようなオフピーク電力の年間の利用割合とコストは、前報[1]では電力卸供給制度に関する東京電力による公募資料にある電力卸供給パターンと回避可能原価[3]、および、小松崎らによる原子力発電コスト試算値[4]に基づいて算出した。本報では、総合エネルギー調査会・原子力部会により試算された各種電源の発電原価を用いる[5]。具体的には図1に示すように、代替される電源の発電コストとその設備利用率の積 (a) とオフピーク電力のコストとその設備利用率の積 (b) との和がベース供給用の原子力発電コストと設備利用率の積 (c) に等しいと置き、オフピーク電力コストを試算する。ピーク供給のように電源設備利用率が低い場合の発電コストは一般的に高くなるので、オフピーク電力コストは安価になることが期待できる。すなわち、原子力発電設備利用率 80% を維持しつつ、既存の電力供給体系における総発電コストに影響を及ぼすことなく、オフピーク電力を供給するという考えである。

2. 2 オフピーク電力の試算結果

1) オフピーク電力の発生パターンと電解プラントの設備利用率

電力卸供給制度に関する公募資料から、電力卸供給パターンを表1に示す。8種の供給パターンがあり、年間平均設備利用率 80% のパターン1 (ベース電力供給) から年間平均設備利用率 10% のパターン8 (ピーク電力供給) までの 8 パターンである。これらのパターン毎に、最適な電源を用いて独立系の電気事業者から一般電気事業者へ電力を卸供給する。表中のパターン毎の年間平均設備利用率とは電力卸供給を行う電源の設備利用率 (%) であり、年間の発電電力量はこれに比例する。公募資料から、これらの電力卸供給パターン毎に供給の時間推移を読み取ることができる。例として、電力卸供給パターン4 (ミドル電力供給、電源の年間平均設備利用率 50%) とパターン8 (ピーク電力供給、同 10%) における電力卸供給の時間変化の例を図2に示す。黒く塗りつぶして示した部分が電力卸供給用であり、網がけで示した部分がオフピーク電力になる。ここで、電力卸供給の起動停止時には出力上昇および降下に時間制約があるが、得られるオフピーク電力の出力上昇・降下の速度に対して電解プラントは余裕を持って対応できると考えられる。

電解水素製造コストを試算するためには、電解プラントの設備利用率の値が必要になる。そこで、以下の試算では、原子力発電の設備利用率(80%)から代替される電源の設備利用率 (CFa%とする) を差し引いて、電解プラントの設備利用率 ((80 - CFa) %) を求めている。



$$\text{代替される電源のピーク電力コスト} \times \text{供給割合} + \text{オフピーク電力コスト} \times \text{供給割合} = \text{原子力発電コスト} \times \text{設備利用率}$$

$$(a) \text{の面積} + (b) \text{の面積} = (c) \text{の面積}$$

図1 オフピーク電力算出法の概念

表1 卸電力供給基本パターン

パターンNo.		1	2	3	4	5	6	7	8
年間平均利用率 (%)		80	70	60	50	40	30	20	10
昼間kWhに対する夜間、 土・日・祝日出力のウェイト	平日夜間出力 (%)	75	55	40	30	30	0	0	0
	土日夜間出力 (%)	75	55	40	30	0	0	0	0
算定根拠	平日日数	223	223	223	223	223	223	146	110
	その他日(土日祝)日数	112	112	112	112	0	0	0	0
	平日昼間時間	16	16	13	13	12	12	12	8

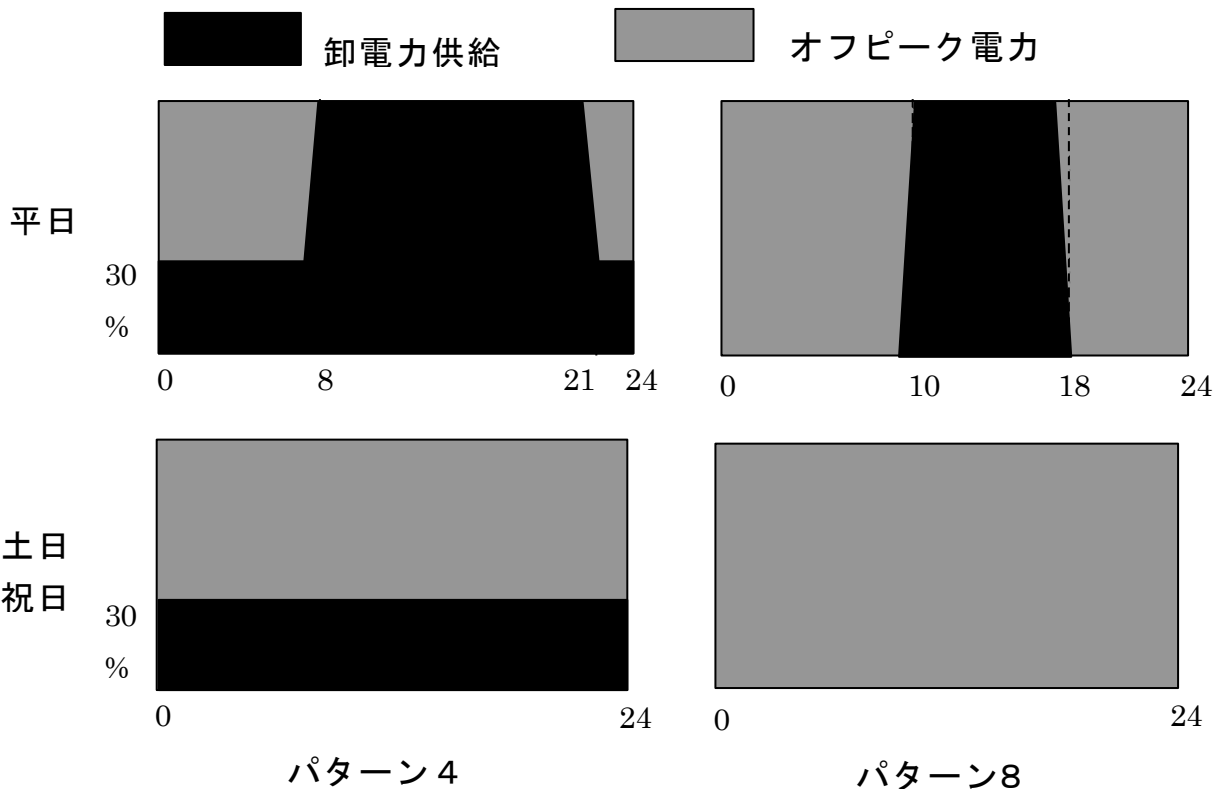


図2 電力卸供給の時間変化 (パターン4, 8)

(2) オフピーク電力のコスト試算

オフピーク電力のコストを図1の考え方にしたがって試算するためには、種々の設備利用率における各電源の発電コストを求める必要がある。そこで、電源iのkWh当たりの発電コストP_iに関する設備利用率依存性を次式に従って算出する。

$$P_i = (IC_{i,0} + MC_{i,0}) * CF_{i,0} / CF_{i,b} + FC_{i,0}$$

ここで資本費、運転維持費、燃料費、設備利用率をIC、MC、FC、CFと置き、電力量kWhあたりの資本費と運転維持費は発電電力量(電源設備利用率)に反比例し、燃料費は発電電力量によらず一定とした。各電源の資本費、運転維持費、燃料費などは、

表2に示す総合エネルギー調査会・原子力部会が1999年に試算した各種電源(原子力、石炭火力、一般水力、LNG火力、石油火力)の発電原価およびその内訳を利用した。これらの発電原価は、燃料価格、燃料価格上昇率、為替レート、耐用年数などを見直して試算された値であり、1998年度以降に運転開始の電源に適用される。なお、式中の添え字、i,0は電源iについて公表されている各費用及び設備利用率を示し、CF_{i,b}は想定した設備利用率を示している。

各電源について得られた発電コストの設備利用率依存性を図3に示す。原子力は設備利用率80%で発

表2 各種電源発電原価

電 源 1998年運開	発電原価 (円/kWh)	発電原価内訳(円/kWh)			発電規模 (万kW)	運転年数 (年)	設備利用率 (%)
		資本費	運転維持費	燃料費			
水力	13.6	11.6	2	0	1.5	40	45
石油火力	10.2	2.2	1.5	6.5	40	40	80
LNG火力	6.4	1.5	1.1	3.8	150	40	80
石炭火力	6.5	2.4	1.5	2.6	90	40	80
原子力発電	5.9	2.3	1.9	1.65	130	40	80

注)原子力以外の電源の発電原価内訳データは別途資源エネルギー庁より入手したもの。

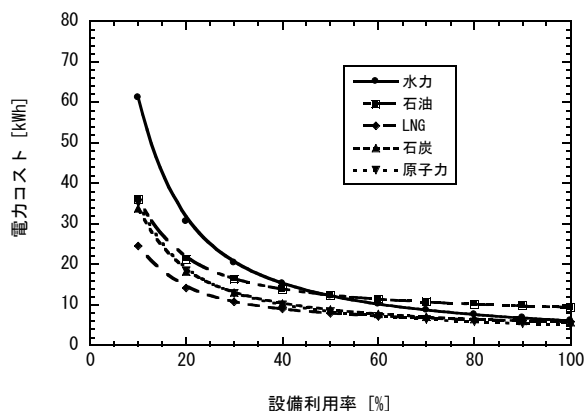


図3 発電コストの設備利用率依存

発電原価 5.9 円/kWh のように高い設備利用率で経済性を有するが低設備利用率では kWh あたりの発電コストに占める固定費の割合が増大するので不利になること、燃料費の割合の高い石油火力の発電コストは総じて高めであるが低設備利用率範囲でのコスト上昇は原子力や石炭火力に比較して穏やかなこと、LNG火力は固定費と可変費がともに小さいために設備利用率 80%~10%の範囲で発電コスト 6.4 円/kWh~24 円/kWh と優れた経済特性を有すること、などが示されている。

各電源の公表された発電コストからの設備利用率依存性の試算結果を用い、前述の考え方にしたがって試算したオフピーク電力コストを表3に示す。各電源を代替する場合について、電力卸供給のパターン毎に網羅的に試算した結果である。

LNG火力は日本の電力供給に於いて、電気事業者の持つ年度末設備容量の 25.3% (5270 万 kW)、発電電力量の 26.2% (2405 億 kWh) を占める有力な電源である (1999 年度) [6]。この LNG 火力を代替する場合、電源設備利用率 10%~70%で、オフピーク

電力コストは 3.23 円/kWh~0.2 円/kWh となった。LNG火力は、最近、設備利用率 50%を上回って運用されているが、設備利用率 50%の LNG火力を原子力で代替する場合にはオフピーク電力は 2.5 円/kWh 程度で、年間利用時間数は 2600 時間程度 (定格出力換算、電解プラント設備利用率 30%相当) となった。資源や環境の点から見ても、LNG火力は優れた特性を持つ電源として今後さらに増強されるものと予想される。このような状況ではピーク電力供給を分担することも想定でき、この場合にはオフピーク電力として 3 円/kWh 程度で 5000 時間以上 (定格出力換算) を供給できる可能性も出てくると考えられる。

石油火力はピーク電力供給を分担し、年度末設備容量の 23.5% (5207 万 kW)、発電電力量の 12.3% (1129 億 kWh) を担っている。発電コストが総じて高めであるので、電源設備利用率 10%~70%で、オフピーク電力コストは 1.59 円/kWh~27.9 円/kWh となった。ピーク供給に相当する被代替電源設備利用率 20%以下では、1 円/kWh が見込まれる。

一般水力は、年度末設備容量の 8.9%、発電電力量の 8.4%を分担し、設備利用率 40%~50%程度で運用される。この場合、オフピーク電力は 4 円/kWh 程度と評価できる。石油火力と一般水力は新規に建設される設備に乏しいと考えられるので、これらの電源を原子力発電で代替して大量のオフピーク電力を得ることは難しいであろう。しかし、得られるオフピーク電力が安価 (条件によってはマイナス値) であることから、これを用いる水電解水素製造は水素供給インフラの導入期における水素源として検討の余地がある。

石炭火力は 70%を上回る設備利用率で運用され

表3 オフピーク電力試算結果

オフピーク電力コスト (円/kWh)	被代替電源の設備利用率(%)							
	10	20	30	40	50	60	70	80
被 水力	-2	-2.33	-2.8	-3.5	-4.67	-7	-14	—
代 石油火力	1.59	0.77	-0.38	-2.1	-4.97	-10.7	-27.9	—
替 LNG火力	3.23	3.13	3	2.8	2.47	1.8	-0.2	—
電 石炭火力	1.91	1.8	1.64	1.4	1	0.2	-2.2	—
源 原子力発電	1.71	1.72	1.73	1.75	1.78	1.85	2.05	—
オフピーク電力利用								
利用割合(%)	70	60	50	40	30	20	10	0
利用時間数(h/y)	6132	5256	4380	3504	2628	1752	876	0

ベース供給を分担している。設備利用率 70%の石炭火力を代替する場合にオフピーク電力は -2.2 円/kWh とマイナスの値になるが、電解プラントの設備利用率は 10%と低くなるのでオフピーク利用の対象にはならないと考えられる。また、表3中には原子力発電自身を代替するとした場合の試算結果も示した。フランスのように電力生産における原子力発電の役割が大きな場合（発電電力量の約 75%）、原子力によりミドル・ピーク電力供給を行わざるを得ないと考えられる。このような特殊な状況下では、例えば電源設備利用率 20%に相当するピーク電力を供給し、1.7 円/kWh で電解プラント設備利用率 60%が可能なオフピーク電力が発生するというケースが起り得る。この例では、全体の発電コストのうち資本費と運転維持費はピーク電力が負担し、オフピーク電力コストを（核）燃料費のみを計上して評価することに相当する。

ピーク供給力を分担する揚水式発電については、他の各電源のような発電原価を入手できなかったのが今回の検討から除いた。しかし、揚水式発電の発電原価の大小によっては安価で利用時間数の大きなオフピーク電力を得る可能性もあり、今後の検討課題として興味深い。

(3) オフピーク電力量

年間に入手可能なオフピーク電力量の概略値を以下のように簡略に見積もった。代替される電源を 1) 一般水力・石油火力、2) LNG 火力とし、これら電源による発電電力量の 1%~10%が原子力発電によって今後代替できるとし、さらに得られるオフピーク電力量は代替可能電力量と同量と仮定した。すると 1) 一般水力・石油火力の代替では 19 億 kWh~190 億 kWh が、2) LNG 火力の代替では 24 億 kWh~240 億 kWh が、それぞれ年間のオフピーク電力量

となり得る。これらのオフピーク電力量 19 億 kWh~240 億 kWh は 130 万 kW 規模の原子力発電所 0.4 基~5 基程度で供給可能であり、水素に換算して 4 億 Nm³/年~49 億 Nm³/年に相当する。以上の結果から、原子力発電により、安価でかつ大規模なオフピーク電力を供給する可能性のあることが明らかになった。

なお、ここで試算したオフピーク電力のコストなどは原子力発電所の近傍における値であり、送・変・配電などのコストを含んでいないことを断っておきたい。

3. 電解水素製造コストの試算

電解水素製造コストの試算において、水電解プラントとして、Norsk-Hydro 社によるアルカリ電解プラント[7]と WE-NET プロジェクトで検討されている固体高分子型電解プラント[8]の2つを取り上げる。アルカリ電解プラントは現時点での実用化が可能であること、固体高分子型プラントは高性能電解プラントとして将来性があると考えられるからである。これら電解プラントの基本データを表4に示す（アルカリ型については原本のデータを元に比較できるように計算したデータを示している）。このプラントデータと前述のオフピーク電力コストおよび電解プラント設備利用率を用いて、電解水素製造コストの試算を行った。なお、コスト試算の方法は電源別発電コストの設備利用率依存性を算出した場合と同様であり、単位水素量あたりの製造コストのうち、固定費（資本費および運転維持費）は電解プラント設備利用率に反比例し、電力費はプラント設備利用率に依らないとした。試算結果を表5、表6に示すとともに、LNG 火力および石油火力を代替する場合

の水素製造コストと電解電力コストの関係を図4(a),(b)に示す。ここで、図中にピーク発電設備利用率についても示したが、これが例えば20%や50%の場合は電解プラントの設備利用率は60(=80-20)%や30(=80-50)%になることに注意されたい。

図4(a)はLNG火力を原子力発電で代替する場合の水素製造コストであり、アルカリ水電解で電解プラントの設備利用率が10%から70%に変化すると水素製造コストは74.9円/Nm³から24.1円/Nm³へと変化する。LNG火力の電源設備利用率50%(電解プラント設備利用率30%)を代替する場合、アルカリ水電解による水素製造コストは35.3円/kWhと

なる。LNG火力を代替した場合における水素製造コストは、電解プラント設備利用率が10%から70%と変化するに伴って、単位水素あたりの資本費及び運転維持費が大幅に減少し、電力費は増加している。固定費の減少分が電力費の増加分を大きく超えるために、電解プラントの設備利用率の増加に伴って、水素製造コストが大幅に低下することがわかった。固体高分子型電解プラントでは、基本的にアルカリ水電解プラントと同様の傾向を示すが、小さな固定費などを反映して水素製造コストは低めである。

図4(b)に示すように石油火力を代替する場合、アルカリ水電解での水素製造コストは、被代替電源の

表4 水電解プラント基本データ

電解技術		Case-1(Norsk-Hydro)	Case-2 (WE-NET)
		アルカリ	固体高分子型水電解
電解電力	kWh/Nm ³ -H ₂	4.90	4.16
プラント規模	Nm ³ -H ₂ /h	54317	32000
稼働率	%	83.6	90.0
固定費	¥/Nm ³ -H ₂	8.20	5.73
(資本費)	¥/Nm ³ -H ₂	6.50	3.46
(運転維持費)	¥/Nm ³ -H ₂	1.70	2.27

表5 オフピーク電力電解水素製造コスト試算結果 (Case-1)

被代替電源の設備利用率(%)		10	20	30	40	50	60	70
電解プラント設備利用率 (%)		70	60	50	40	30	20	10
被代替電源	水力 (¥/Nm ³ -H ₂)	2.61	3.04	3.65	4.56	6.09	9.13	18.25
	石油 (¥/Nm ³ -H ₂)	17.31	15.75	13.57	10.30	4.86	-6.04	-38.74
	LNG (¥/Nm ³ -H ₂)	24.05	25.46	27.43	30.39	35.33	45.20	74.85
	石炭 (¥/Nm ³ -H ₂)	18.66	19.99	21.86	24.65	29.32	38.65	66.64
	原子力 (¥/Nm ³ -H ₂)	17.81	19.65	22.22	26.09	32.53	45.41	84.06

表6 オフピーク電力電解水素製造コスト試算結果 (Case-2)

被代替電源の設備利用率(%)		10	20	30	40	50	60	70
電解プラント設備利用率 (%)		70	60	50	40	30	20	10
被代替電源	水力 (¥/Nm ³ -H ₂)	0.45	0.53	0.63	0.79	1.06	1.58	3.16
	石油 (¥/Nm ³ -H ₂)	15.87	13.86	11.04	6.81	-0.23	-14.32	-56.61
	LNG (¥/Nm ³ -H ₂)	22.94	24.03	25.57	27.88	31.73	39.42	62.52
	石炭 (¥/Nm ³ -H ₂)	17.28	18.30	19.73	21.86	25.42	32.54	53.91
	原子力 (¥/Nm ³ -H ₂)	16.39	17.94	20.11	23.37	28.79	39.64	72.18

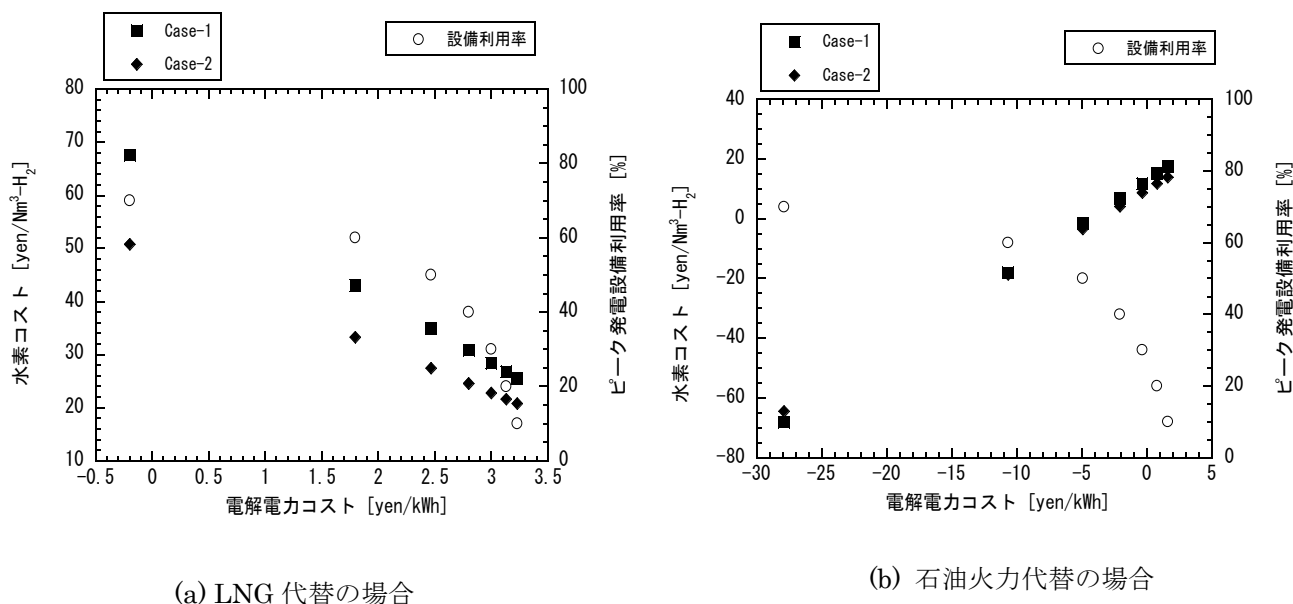


図4 オフピーク電力電解水素製造コスト試算例

常用の設備利用率 30%（電解プラント設備利用率 50%）で 13.6 円/Nm³となる。電解プラント設備利用率の増加に伴って（図中縦軸電源設備利用率が小となる方向）電力コストがプラス値に転じて電力費が増大するので、水素製造コストは 10 円後半半まで上昇する。電解プラントの設備利用率の増加に伴って水素製造コストが上昇する傾向は、LNG 火力を代替する場合と逆の傾向であり、オフピーク電力が大きなマイナスの値へと変化することに起因している。固体高分子型電解で、電解プラント設備利用率 50%では、水素製造コストは 11.0 円/Nm³となる。なお、一般水力については、表 5 に示したように電源の常用設備利用率 45%の前後に於いてオフピーク電力コストが 0 円/kWh を下回ることを反映して、水素製造コストは 4 円/kWh 程度となった。もし一般水力や石油火力を代替して得られるオフピーク電力コストを 0 円/kWh と仮定すれば、アルカリ水電解の場合に電解プラントの設備利用率 40%から 60%の範囲で、水素製造コストを 11 円/Nm³から 17 円/Nm³程度と試算できる。

オフピーク電力やいわゆる夜間電力を用いて電解水素を製造する場合、通常の電解に比べて、可変費（電力コスト）は低減するもののプラント設備利用率の低下に伴う固定費の増大が問題であることも指摘されていた。電源設備利用率 80%での原子力発電原価 5.9 円/kWh を用いアルカリ電解プラントを設

備利用率 84%で稼動する場合、水素製造コストは 37.1 円/Nm³となる。さらに、表 6 または図 5 から、LNG 火力を代替して得られるオフピーク電力を用いてアルカリ水電解で水素を製造する場合、プラント設備利用率が 27%より大きければ、コストは 37.1 円/Nm³以下となることがわかる。従って、本稿で検討する条件下では、電解プラント設備利用率 27%以上を確保できればオフピーク電力利用による電解水素製造の意義がでてくる。

電解プラントの設備利用率が高くなる条件、水素の製造コストを低減する条件として、以下の 3 つが考えられる。

- 1) 前述したように今後 LNG 火力の設備容量が増強され電源設備利用率の低いピーク電力供給も分担することが考えられる。このような比較的低い設備利用率で運用される LNG 火力を代替してオフピーク電力を利用する場合に、電解プラントの設備利用率が上昇するので、アルカリ水電解での水素製造コストは約 30 円/Nm³(電解プラント設備利用率 40%)、約 27 円/Nm³ (同 60%) のように低下する。
- 2) これまでの試算では電解プラントの設備利用率を、原子力発電の設備利用率 80%から代替する電源の設備利用率 CFa%を差し引いた (80-CFa) %と想定した。現実には多数の原子力発電所が稼動しているので、電解プラントの設備利用率はそれ自体の点検補修期間を 30 日程度考慮しても (92-CFa) %

を期待できる。この場合、最大 2 円程度の固定費負担が低減すると予想される。

3) 電解プラントの資本費と運転維持費の減少は電解水素製造コストの低減に寄与する。アルカリ水電解プラントでの固定費の低減・電解電力の削減や固体高分子型電解プラントが実現すれば、水素製造コストは低下する。

本項での検討結果から、優れた経済性を有する LNG 火力を対象として得られる原子力オフピーク電力を利用した場合でも、アルカリ水電解プラントによって 30 円/Nm³を下回るコストでの水素製造が可能と考えられる。なお、水電解では水素発生と同時に酸素が発生する。現在、産業ガスとして酸素は年間 17 億 Nm³が販売されている[9]。今後の検討では酸素の価値も併せて検討することが必要と思われる。

4. 電解水素の発生パターン

4. 1 水素の発生パターン

オフピーク電力の発生パターンは電力卸供給パターンと裏腹の関係にあることを前述した。これから、任意の期間における水素の発生パターンを調べることができる。1 週間における水素の発生パターンを基に週毎の水素発生量を求め、ある一年間にわたる水素の発生量の暦週の経時変化として図 5 (a),(b)に示す。図 5 (a) は電力卸供給パターン 4 (ミドル供給) に対応する水素発生パターンであり、オフピーク電力量の多くなる年末・年始および 5 月の大型連休の時期に水素を多量に供給できる。また、図 5 (b) の電力卸供給パターン 8 (ピーク供給) に対応

する水素発生ではピーク電力需要の少ない春季と秋季に水素供給量の増加することがわかる。このようにオフピーク電力または水素発生の経時変化の様子は卸供給パターンに依存しているため、どの電源を代替して得られるオフピーク電力利用が良いのかは、水素製造コストの試算結果と水素発生のパターンを併せて総合的に検討することが必要であろう。

4. 2 水素の需要供給の格差

オフピーク電力で製造する水素の用途を燃料電池車に想定すると、水素発生と燃料消費との間に時間的にも空間的にもギャップのないことが望ましい。そこで、時間的なギャップに関し、水素の製造と需要に関する需給格差を検討する。まず自動車用燃料の月別需要量を石油連盟 HP[10]上の統計情報からある年度のガソリンおよび軽油の販売実績データ (kl) に基づいて求めた。次いで、この燃料のカロリー基準の月別需要量が燃料電池自動車の月別水素需要に等しいとした。具体的には、需給格差の検討に際して、年間全体でのオフピーク電力水素供給量と自動車水素需要量が等しくなるように規格化し、水素供給量についてはある年のカレンダーに従って 1 日当たりの水素供給量を、水素需要量については各月毎の 1 日当たりの平均水素需要量をそれぞれ算出した。電力卸供給パターン 4 を例にとって、暦日毎の供給量から需要量を引いた格差の累積値を暦日に対してプロットした結果を図 6 に示す。格差の累積値が正であれば水素が過剰であり、貯蔵設備が必要である。この累積格差の曲線から、大きな変動と

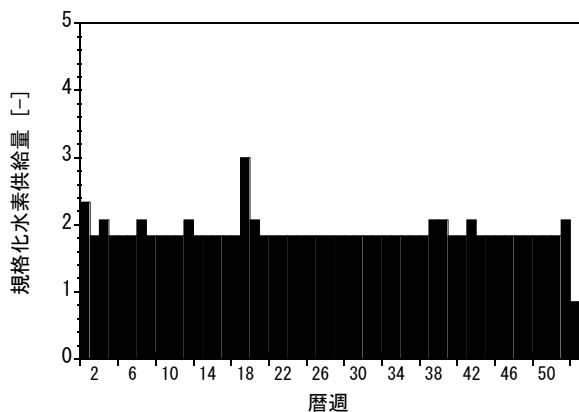


図 5 (a)

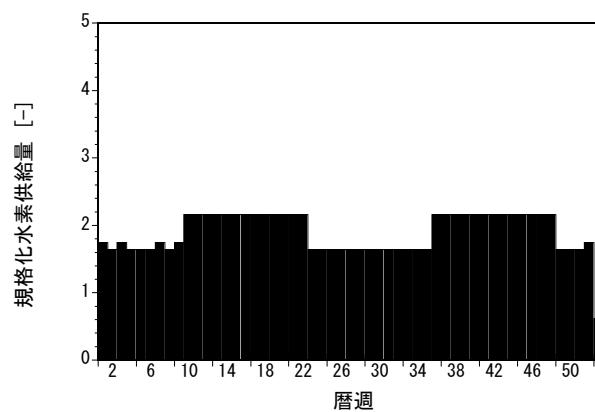


図 5 (b)

図 5 オフピーク電力電解水素年間供給パターン試算例

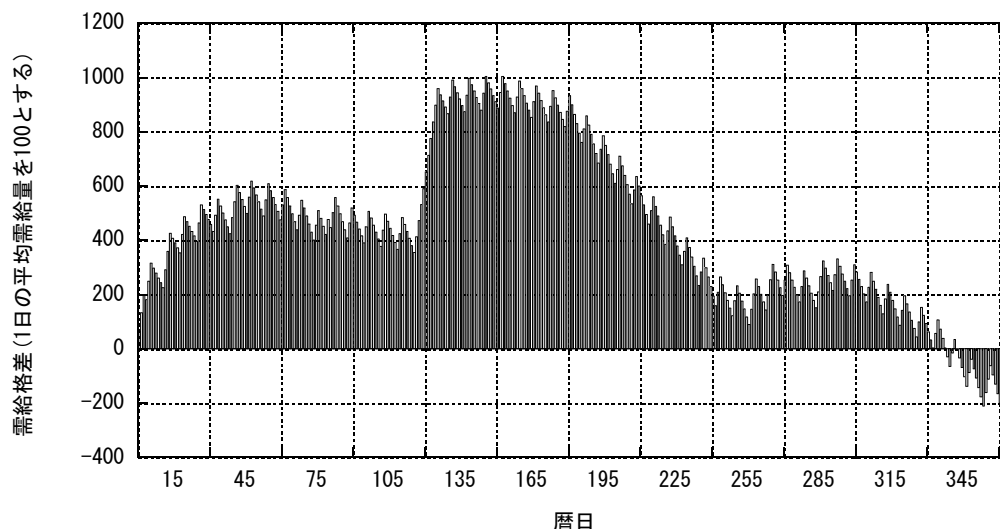


図6 年間水素需要供給格差試算例 (パターン4利用)

小さな7日サイクルの変動のあることがわかる。累積格差の大きな増加は、オフピーク電力量が 1) 年末年始と 2) 大型連休の時期に増加することに対応し、最大でおよそ 10 日分の水素が累積する。また、累積格差の季節にまたがる減少は、夏季と冬季における自動車燃料需要の増加に対応する。7 日サイクルの変動は、オフピーク電力の豊富な土・日に累積される水素が、月から金の平日の消費により少しずつ減少することに対応し、週内での累積量の変動幅は比較的小さい。

以上の検討から、オフピーク電力利用水素供給量と燃料電池車水素消費の需給格差を収束させようとする場合、季節間でおおよそ 10 日分の水素貯蔵設備が必要なことが明らかになった。水素の有効な貯蔵技術の確立が望まれるとともに、水素の製造・輸送貯蔵・消費のシステムの最適化が必要であろう。

5. 検討課題の抽出

本報で述べた原子力オフピーク電力による水素製造の試算に基づいてどのような水素供給インフラ概念を構築できるかが、興味深い課題である。この課題解決のために必要な検討項目には以下のようなものがある。

1)オフピーク電力の送電、変電など：オフピーク電力については、発電コストの他に送電・変電・配電・一般管理の各コストも考慮しなければならない。具体的には、電解プラント設置場所と発電所との間の送

電、変電などのコストをオフピーク性に考慮しつつ検討すること。

2)電解プラントなどの経済性情報：水素供給ステーション仕様の新規なアルカリ電解プラントが開発されつつある。これらのプラントデータに基づく水素製造コスト評価を行うこと。

3)水素輸送貯蔵：送電変電などの電力輸送と液化・圧縮水素による水素輸送を比較検討すること。

4)水素供給インフラ概念：原子力発電から水素ステーションまでを含む水素供給インフラの基本構成を明らかにするとともに、水素供給価格の概略値を試算すること。

6. 終わりに

原子力オフピーク電力を利用する水電解水素製造を検討し、以下の諸点を明らかにした。

(1)オフピーク電力は低コスト (0~3 円/kWh) で供給できる可能性があり、潜在的な供給規模も大きい。

(2)水素製造コストは LNG 火力を原子力発電で代替する場合、30 円/Nm³~20 円台後半/Nm³を期待できる。水素インフラ導入期には、水力・石油火力代替による 10 円台半ば/Nm³の試算結果も検討の余地がある。

(3)燃料電池自動車向けの需要パターンを想定し水素需給格差を調べた。一定の条件下ではあるが季節間でおおよそ 10 日分の貯蔵設備が必要となった。

(4)電力の送電・変電、水素の輸送・貯蔵、新型電解プ

ラントなどの基本データを収集評価し、水素供給インフラの基本構成を検討する必要がある。

本報における検討から、原子力オフピーク電力利用による水素製造は水素エネルギー社会及び今後の電力事業の双方に大きな影響を及ぼす可能性があるものと考えられる。電力事業に関し、エネルギーの安定供給と環境保全などの課題に効率的に対応し得ることを目的に電気事業制度のあるべき姿が、現在、検討されている。今後の電力自由化の流れに注目しつつ、原子力オフピーク電力利用による水素供給インフラ概念の構築を検討することが必要である。

参考文献

- [1] 桜井 誠, 清水三郎, 水素エネルギーシステム、25(1)、29-36(2000)
- [2] 電気学会(編), 「電気工学ハンドブック」, 24 編 2 章 2.2, 電気学会, 2001
- [3] 平成 8 年度 電力卸供給入札募集要項、平成 8 年 4 月 15 日、東京電力株式会社、1996
- [4] 小松崎 均、エネルギー経済、21(9)、2-10(1995)
- [5] 総合エネルギー調査会・原子力部会、“原子力発電の経済性について”、原産マンスリー、2、37-59(2000)
- [6] 資源エネルギー庁編、「総合エネルギー統計」平成 13 年度版、第 3 編参考資料、通商産業研究社、2002
- [7] A. Cloumann, P.d'Erasmus, M.Nielsen, B. G. Halvorsen and P. Stevens, Proc. 11th World Hydrogen Energy Conference, pp.143-152(1996)
- [8] 水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) 第 II 期研究開発 タスク 8. 水素製造技術の開発 平成 11 年度成果報告書、平成 12 年 3 月、新エネルギー・産業技術総合開発機構
- [9] 日本産業ガス協会 HP (<http://www.jiga.gr.jp/>)、統計資料、定期統計、地区別酸素販売推移状況表、2002
- [10] 石油連盟 HP (<http://www.paj.gr.jp/>)、統計情報、石油製品バランス、2002