

水電解用原子力オフピーク電力の電力輸送コストの評価

清水三郎・桜井 誠¹・上野修一²・石田康人³

日本原子力研究所環境科学研究部、1：東京農工大学、2：荏原製作所、3：イーエナジー
319-1195 茨城県那珂郡東海村白方白根 2-4

Evaluation of Transportation Cost of Nuclear Off-Peak Power for Water Electrolysis

Saburo Shimizu, Makoto Sakurai¹, Shuichi Ueno² and Yasuhito Ishida³

Japan Atomic Energy Research Institute,

2-4 Sirakata Sirane, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319-1195

1: Tokyo University of Agriculture and Technology, 2: EBARA corporation, 3: e-ENERGY

The paper describes transmission cost of nuclear off-peak power for water electrolysis. The cost of transmission could be evaluated ca. 1.5¥/kWh when the electrolyser receives the power from a 6kV wire and ca. 0.7¥/kWh from a several ten kV wire. Marked reduction of the transmission cost of the off-peak power arose from enlarged capacity factor of the power transmission system.

Keywords: Nuclear off-peak power, Capacity factor, Cost of power transmission, Electrolysis

1. まえがき

筆者らは、原子力オフピーク電力を利用する水電解に関し、発電所に近接して設置した電解プラントでの水素製造コストの試算結果をこれまでに報告している[1]。電力需要には昼夜間や季節間で変動があるので、水力や火力によりピークやミドル電力を供給している。このような設備利用率の小さな電源を原子力で代替すれば多量で安価なオフピーク電力が発生する。原子力発電所と水素の需要地の距離は大きいので、この間の輸送を電力として行なうことが考えられる。そこで、既存の電力流通系統を経由する原子力オフピーク電力（電解電力）の輸送コストを、オフピーク性を反映させた電力流通原価として評価することを試みた。

2. 経済性評価の手法と用いたデータ

2.1 評価の方法

WE-NET タスク 1 の平成 11 年度成果報告書等に、

幾つかの経済性評価手法が整理・紹介されている[2]。前報では、原子力オフピーク電力コストの試算に当たり、現在価値換算法で算出された水力、石油、LNG 火力と原子力の発電原価を利用した。電力流通に関する経済性評価においても、現在価値換算法の適用が望ましいと考えられるが、データの入手等が困難である。そこで、発電原価を財務諸表に基づいて評価する手法に倣って電力流通系統の経済性を試算し、オフピーク電力の輸送コストを評価することとした。

2.2 用いたデータ

平成 12 年の改正電気事業法で電力小売の部分自由化等の改革が行なわれ、電力託送の制度が設けられた。この託送に関する省令（接続供給約款料金算定規則）に基づき、一般電気事業者は電気事業を運営するために必要であると見込まれる原価等（原価＋利潤）を算定し、次いで、事業報酬等を加算した原価の合計額から整理保留原価を除いた総原価を各営業部門（水力、火力、原子力、送電、変電、配電、販売、一般管理費等の 8 部門）に整理し、さらに、

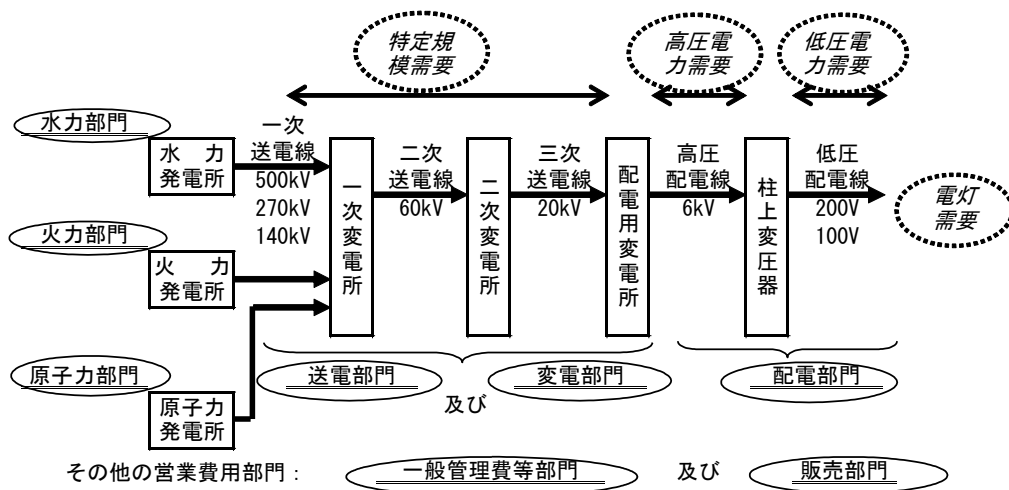


図1 電力システムの機能別設備と電気事業の営業費用区分

一般管理費等を他の部門に配分した7部門整理原価として公開している。本稿での電力流通原価の試算の際に用いたデータは、これらの整理された原価である。

3. 原子力オフピーク電力の輸送コストの試算

3.1 電力システムの概要、営業費用部門と発電電力量

東京電力㈱の資料「託送料金の算定」を基に、電力システムの機能別設備と営業費用の各部門を図1に示す[3]。電力は、水力、火力と原子力の3種の発電所で発電される。発電所は水力部門、火力部門と原子力部門の3部門に分けられる。次いで、電力は、各種の送電線と一次、二次変電所を経由して配電用変電所まで送電される。配電用変電所は送電部門に区分される。その後、電力は6kVの高圧電力及び柱上変圧器で100V又は200Vに降圧された低圧電力として配電される。図1では四角の囲みで機能別設備を、楕円の囲みで8つの営業費用部門をそれぞれ区分して表示した。

電気事業連合会がホームページ上に公開している統計を基に、電気事業者の代表例として東京電力㈱を選び、その水力、火力と原子力の最大出力と発電電力量を表1に示した。水力、火力と原子力に関する発電電力量は自社電源による14年度の供給計画量であり、合計欄の電力量は他社受電分(卸電力等)を含む送電端での計画量である。

表1 東京電力㈱の電力生産の基礎データ (平成14年度供給計画)

項目 電源	最大出力 (1000 kW)	発電電力量 (百万kWh)	設備利 用率 L
水力発電	8,520	14,401	0.193
火力発電	34,545	116,054	0.384
原子力発電	17,308	120,464	0.795
合計	60,373	289,537	0.547

発電電力量：水力、火力、原子力は自社電源分、合計欄は他社受電分を含む送電端電力量。

表中には、発電設備の設備利用率(L：発電電力量/最大電力×8760時間、合計欄の設備利用率は卸電力等を含む送電端電力量に基づく)も示した。発電部門と電力流通系統では必要な設備や運用は異なるものの、双方の設備の規模及び発電電力と最大流通電力は原理的に同じと考えられる。そこで、次節以下の試算に必要な電力流通系統における設備利用率は、表1に示した発電設備の設備利用率に等しいと仮定した。

3.2 7部門に整理された原価

東京電力㈱における総原価及び部門別に配分整理した原価を、上記資料「託送料金の算定」より抜粋して、表2に示した。

他社購入電力料や電源開発促進税等からなる整理保留原価を除く総原価は39,304億円である。8部門

表2 東京電力㈱の総原価とその整理
(東電資料「託送料金の算定」から抜粋)

部門区分	原価 総原価 (億円)	部門別原価 (億円)		
		8部門 整理後 の原価	一般管 理費の 配分類	7部門整 理後の 原価
水力発電	39,304 (整理保留 原価を含む 総原価: 4 兆5,869億 円)	987	524	1,511
火力発電		9,933	1,035	10,968
原子力発電		6,415	1,186	7,601
送電		3,954	1,671	5,625
変電		2,264	908	3,172
配電		4,293	1,764	6,057
販売		3,090	1,280	4,370
一般管理		8,368		
整理保留原価		6,565		

算定期間：平成14年4月～平成15年3月(計画値)。
整理保留原価：他社購入電力料、電源開発促進税等を含む。

に整理された総原価は一般管理費部門 8,368 億円の項目を含む。共通の費用である一般管理費を各部門に割り振ることにより、総原価は、水力、火力、原子力、送電、変電、配電及び販売の7部門へ配分整理された。

3.3 各部門における電力量 1kWh 当たりの原価

3.2節で示した7部門整理後の各部門の原価を3.1節で示した発電電力量で除して電力量1kWh当たりの各電源の発電原価を、送電端電力量で除して送電、変電、配電及び販売部門の流通原価を、それぞれ算出した。8部門整理原価、一般管理費分、及び、一般管理費分を含む7部門整理原価に基づいて試算した1kWh当たりの各部門の原価を表3に示す。

表3 東京電力㈱の1kWh当たりの部門別原価
(単位：円/kWh)

部門区分	原価	8部門整 理後の 原価	一般管 理費の 配分類	7部門整 理後の 原価
水力発電		6.85	3.64	10.49
火力発電		8.56	0.89	9.45
原子力発電		5.33	0.99	6.31
(発電平均)				(8.00)
送電		1.36	0.58	1.94
変電		0.78	0.31	1.09
配電		1.48	0.61	2.09
販売		1.07	0.44	1.51
(流通系計)				(6.64)

電力量：表1に記載の電力量を用いた。

発電部門全体では、その平均(加重)原価は8.00円/kWhとなった。また、電力流通系統の一般管理費を含む各部門の原価は、送電1.94円/kWh、変電1.09円/kWh、配電2.09円/kWh、販売1.51円/kWhであることが明らかになった。電力流通系統の原価計6.64円/kWhは、平均の発電原価8.00円/kWhに匹敵する値であり、電気事業に占める流通設備の整備と運用の重要性が窺われる。

3.4 原子力オフピーク電力の電力流通原価の試算

電力流通系統では燃料費に相当する費用は、資本費と運転保守費に対して無視できると考えられるので、電力流通系統の原価は式(1)で表すことができる。

$$\text{電力流通原価(円/kWh)} = \frac{\text{資本費(円)} + \text{運転保守費(円)}}{\text{流通電力量(kWh)}} \quad (1)$$

一般電気事業者は電力流通量の多少にかかわらず流通系統の運用のために一定の費用(資本費と運転保守費)を支出しなければならない。この費用は「電力流通原価×流通電力量」として回収することが、式(1)から判る。この回収すべき費用は、ある年度において一定である。従って、原子力オフピーク電力の流通により同一送電系統の「流通電力量」が増加するので、「電力流通原価」は低下することになる。以下においては、流通電力量の増加、言い換えれば電力流通系統の設備利用率または負荷率の向上による便益を反映させたオフピーク電力の流通原価の試算を検討する。

3.4.1 小規模オフピーク電力流通時の電力流通原価

水素供給ステーションにおけるオンサイト電解水素製造では、6kVの高圧(架空)配電線から1万～1千kVA程度の電力を受電することが想定される。この電力量は水素製造2000～200Nm³/hの規模に相当する。オフピーク電力は送電、変電、配電と販売の4つの部門を経由して流通し、さらにオフピーク電力の流通による新たな費用は生じないと想定する。すると、オフピーク電力と既存需用に対応する電力の総流通原価は、すでに述べた送電系統の4部

門の原価を合計したものとなる。既存の電力需要に対する電力と新たに加わったオフピーク電力へ電力流通原価を配分するに当たり、次式(2)が成立するものとする。

$$I \cdot L = I(i) \cdot L + I(ii) \cdot \{L(\text{nucl}) - L_0\} \quad (2)$$

ここで、

- I : 電力流通原価 (円/kWh)
- I₀ ; 既存流通系の電力流通原価
- I(i) ; オフピーク電力流通下の既存電力需要の流通原価
- I(ii) ; オフピーク電力の流通原価
- L : 電力流通設備の設備利用率 (-)
- L₀ ; 既存電力需要の流通設備の利用率、54.7%
- L(nucl) ; 原子力発電の設備利用率、80%。

つまり、オフピーク電力が無い場合の既存電力需要について回収される費用が、オフピーク電力が加わっても不変であることを仮定する。I₀としては、上述した送電システムの4部門における原価の計(表3参照、I₀=6.64円/kWh)を用いた。右辺第2項の{L(nucl)-L₀}は、前報で述べたように、原子力オフピーク電力を原子力発電電力量(設備利用率80%)から火力等の発電電力量(固有の電源設備利用率を持つ)を差し引いた電力として定義したことによる。これは電力流通システムの設備利用率が54.7%から80%に向上すると想定することを意味する。

式(2)の左辺は、一般電気事業者が電力流通のために支払う一定費用であり、右辺の第1項は既存電力需要の電力流通から、右辺の第2項は原子力オフピーク電力の流通から、それぞれ回収する費用である。次に、オフピーク電力の流通原価I(ii)に対するオフピーク電力流通下の既存電力需要の流通原価I(i)の比をnと置き(n=I(i)/I(ii))、式(2)を変形して式(3)を得る。

$$I(i) = I \cdot L / \{L + (L(\text{nucl}) - L_0) / n\} \quad (3)$$

式(3)を用い、比nをパラメーターとして、I(i)とI(ii)を算出することができる。東京電力株の資料を基に試算したオフピーク電力と既存の電力需要に対する電力の流通コストを、表4(a)に示した。

表から、nが増加するに伴ってオフピーク電力の流通原価(I(ii))が低下する傾向が認められ、n=4では原子力オフピーク電力の流通コストは1.5円/kWh程度と評価できた。一方、既存需要の電力流通原価はn=4で6円程度/kWhであり、オフピーク電力が無い場合の既存電力需要の流通原価6.64円/kWhに比べて約10%低く見積もることができた。

表4(a) 東京電力株における原子力オフピーク電力の流通原価(小規模利用)

原価項目 (円/kWh)	比、n					
	1	2	3	4	5	10
オフピーク電力の流通原価、I(ii)	4.55	2.70	1.92	1.49	1.22	0.63
既存電力の流通原価、I(i)	4.55	5.40	5.76	5.95	6.08	6.35

オフピーク電力0での既存電力流通原価I₀=6.64円/kWh、電力流通の設備利用率L₀=0.547と置いた。

表4(b) 東京電力株における原子力オフピーク電力の流通原価(中規模利用)

原価項目 (円/kWh)	比、n					
	1	2	3	4	5	10
オフピーク電力の流通原価、I(ii)	2.08	1.24	0.88	0.68	0.56	0.29
既存電力の流通原価、I(i)	2.08	2.47	2.63	2.73	2.78	2.91

オフピーク電力0での既存電力流通原価I₀=3.04円/kWh、電力流通の設備利用率L₀=0.547と置いた。

3.4.2 中規模、大規模オフピーク電力流通の場合の電力流通原価

中規模のオフサイト電解水素製造では、60kV 等（特別高圧）の送電線から 10 万 kVA～1 万 kVA の電力を、例えば、配電用変電所の周辺で受電することが考えられる。水素の製造規模も 2 万 Nm³/h～2 千 Nm³/h 程度と大きい。中規模のオフピーク電力の流通については、既存電力の流通原価 I₀ を送電及び変電の 2 部門の原価の計として、流通原価を算出することができる。試算結果を表 4（b）に示したが、原子力オフピーク電力の流通原価は 0.7 円/kWh 程度に評価できた。既存電力需要の電力流通原価も小規模流通の場合と同様にオフピーク電力が無い場合の 3.04 円/kWh に比べて約 10%低い 2.78 円/kWh と見積もることができた。

原子力発電所の近傍に大規模電解プラントを設置する場合には、電力流通設備を利用しないので原理的に電力流通原価を計上しなくても良いと考えられる。但し、電力流通原価の代わりに、100～200km もの距離を越える水素の輸送が必要になる。

4. 終わりに

水電解水素製造の電力源の候補である原子力オフピーク電力に関する電力流通原価を検討し、送電変電配電販売の 4 部門を経由する小規模流通では 1.5 円/kWh 程度に、送電変電の 2 部門のみを経由する中規模流通では 0.7 円/kWh 程度に、それぞれ評価できることを明らかにした。水素供給インフラ整備を促進するために、導入時期の電力輸送コストをさらに小さな値に設定することが可能と考えられる。なお、本稿の試算は東京電力㈱を対象としたが、他の電力 8 社についても検討する必要があると考えられる。

原子力オフピーク電力利用の水素供給インフラに関する本格的なフィージビリティスタディーを行なうことが望まれる。この際、各電源の立地点の分布及び送電系統における変電所・送電線路の配置や送電電力量の昼夜間季節間の変動等を詳細に調べ、本稿で試算したオフピーク電力流通原価の適用の可否を実態に即して検討することが不可欠である。

参考文献

- [1]桜井誠, 清水三郎, 上野修一, 石田康人: 水素エネルギーシステム, Vol.28, No.1, pp.29-38, 2003.
- [2]NEDO: 「水素利用クリーンエネルギーシステム技術, タスク 1 システム評価に関する調査・研究」, NEDO-WE-NET-9901, pp.203-212, 1999.
- [3]東京電力: 「託送料金の算定」, <http://www.tepco.co.jp/provide/engineering/wsc/index-j.html>, 2003 年接続.