The Surplus-Electric-Power Trade of the Cogeneration by PPS

—Modeling of Electric Power Dealings, and Analysis of Profits Distribution—

Takuya Oda Member (Tokyo Institute of Technology)

Atsushi Akisawa Member (Tokyo University of Agriculture and Technology)

Takahiko Miyazaki Member (Tokyo University of Agriculture and Technology)

Takao Kashiwagi Non-member (Tokyo Institute of Technology)

Keywords: power producer and supplier, cogeneration, dealings, electricity interchange, surplus electricity

1. Introduction

The electric power supply from a PPS company (Power producer and Supplier) became possible by deregulation in Japan. The latest report shows that 33 percent of the electric power which PPS supplies is the surplus electricity from some distributed generators. A cogeneration system (CGS), one of distributed generation systems, reduces energy consumption by use of the waste heat from power generation. If the electric power company reduce the electricity price because of the competition with PPS, the CGS economical competitiveness may fall. Otherwise, the PPS needs to collect the surplus electric power from CGS, so the PPS may improve the CGS economical competitiveness. The purpose of this research is to show the economical influence of the electricity interchange by PPS and CGS, for the spread of energy-saving equipments.

2. Method

Figure 1 shows the schematic electricity market in this research. The CGS user supplies the surplus electricity of its power generator for the PPS. The PPS sells the electricity to the unspecified general user using electricity interchange with CGS user. The PPS decides the electricity interchange price, and the electricity interchange quantity is determined by CGS user through the LP model. These decisions are done according to each economical competitiveness, under the energy price of an electric power company and a gas company.

3. Results

The numerical example shows that the PPS profit may small if the surplus electricity is supplied by cogeneration in a commercial sector. The PPS may have some profit from electricity interexchange with the CGS user in industrial sector like DHC (District Heat and Cool). In DHC case, the PPS can maximize the profits considering only the city gas price under the any electricity price condition of the electric power company.

The surplus electricity interexchange by PPS brings profits for the PPS, the CGS user, and the unspecified general user. However, the PPS gain only few portions of the total profits from the electricity interchange in spite of pricing the electricity by PPS themselves.

Fig. 1. Schematic of surplus electric power dealings in the local electricity market

Fig. 2. Interchange profit distribution of the DHC case, under the electricity price of electric power company is 11 [Yen/kWh]

PPS によるコージェネレーションの余剰電力融通

—電力取引のモデル化と利益配分の分析—

正員 小田 拓也* 正員 秋澤 淳**

正員 宮崎 隆彦** 非会員 柏木 孝夫*

The Surplus-Electric-Power Trade of the Cogeneration by PPS

—Modeling of Electric Power Dealings, and Analysis of Profits Distribution—

Takuya Oda*, Member, Atsushi Akisawa**, Member, Takahiko Miyazaki**, Member, Takao Kashiwagi*, Non-member

The report modeled an electricity interchange trade by a PPS (Power Producer and Supplier) and a cogeneration, and evaluated the interchange trade using the numerical example. The PPS and the CGS user behave economically themselves in the model. It is new that not an electric power company but PPS trades the surplus electric power.

From the numerical example, the effect of electricity price and gas prices is different between commercial sector and industrial sector when maximizing the PPS profits. An electricity interchange gives profits to three groups (the PPS, the CGS user, and the unspecified general user) who participate in trades. However, it was shown that the PPS cannot gain only few portions of the whole interchange profits although the PPS determines the purchase price for the CGS user.

キーワード：特定規模電気事業者，コージェネレーション，電力融通，余剰電力

Keywords: power producer and supplier, cogeneration, dealings, electricity interchange, surplus electricity

1. はじめに

〈1・1〉 背景 電力システムに対する公益的成果の維持と効率化の追求の両立を前提として⁽¹⁾，平成12年より，2MW以上で受電する需要家に対して特定規模電気事業者（Power Producer and Supplier 以下，PPS）による電力小売りが開始された。平成17年以降，50kW以上で受電する需要家は，一般電気事業者や複数のPPSから，自らの意志で購入先を選択することができる。消費者の決定要因を電力価格とすれば，PPSは，一般電気事業者（以下，電力会社）の電力価格より安価な電力を販売する必要がある。日本におけるPPSの電力供給能力は，電力会社の常時バックアップ（38%）に続いて，自家発余剰電力が33%と高い値を占める⁽²⁾。PPSにとって自家発電源は無視し得ない規模と言える。

自家発電源のひとつであるコージェネレーションシステム（CGS）は，発電に伴う排熱の利用によって省エネルギー化を図る。近年CGSは高効率化と低熱電比化が進み，従来の産業部門だけでなく，民生部門においてもCGSが普及する可能性がある。新しいシステムの経済性が厳しければ，CGSを含め，省エネルギー性に富んだエネルギーシステムを構築することは困難である。電力自由化にからむ社会的状況を考えると，CGSの経済的価値は，PPSによって下記の影響を受ける可能性がある。

（1）電力自由化は電力価格を低下させる。需要家にとって，CGSを用いた自家発電より電力の外部購入が安価になり，CGSの経済性が低下する。電力自由化はCGSの普及を妨げる可能性がある。

（2）PPSは安価な電力を確保するため，CGSの余剰電力を集める必要がある。余剰電力に価値が生まれることでCGSの経済性を高め，CGSを普及させる可能性がある。

これまでの研究^{(3)~(7)}では分散電源に関する様々な競合が解析されてきた。電力託送がエネルギー効率の改善に寄与することを示した研究⁽⁸⁾もあるが，PPSによる電力融通を想定して評価した事例は見あたらない。

〈1・2〉 目的 本研究では，PPSによる電力融通がCGSの価値に与える影響を明かにすることを目的とす

* 東京工業大学 統合研究院

〒152-8550 東京都目黒区大岡山 2-12-1-I6-25

Integrated Research Institute, Tokyo Institute of Technology

2-12-1-I6-25, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550

** 東京農工大学

〒184-8588 小金井市中町 2-24-16

Tokyo University of Agriculture and Technology

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

る。本報告では、CGS を保有する需要家（以下、CGS 需要家）の経済的価値すなわちエネルギーコストに与える影響に着目し、PPS と CGS 需要家の余剰電力取引や、PPS による電力融通をモデル化する。この際、PPS は自らの利益を最大化すると同時に、CGS 需要家は自らのエネルギーコストを最小化することを考慮する。利害が相反する可能性のある 2 者による余剰電力の相対取引を、単純なモデルで表現して、双方の経済性に基づいた行動を解析する。

これらを通じて、PPS と CGS 需要家が関与する余剰電力取引と電力融通に関して、PPS の利益決定要因や、PPS や CGS 需要家の利益配分などについて基礎的な理解を得ることを目的とする。

2. 電力市場モデルの概要

本研究では、図 1 に示すような、単純化された電力市場を想定する。電力市場の内部には、自らの意思決定で CGS を保有しう CGS 需要家、PPS、一般需要家、既存の電力会社とガス会社が、存在する。

電力会社（図 1 左）は電力価格や託送料金を、ガス会社（図 1 右）はガス価格を、全ての関係者に提示する。これにより、想定する電力市場の基礎的な価値を形成する。PPS（図 1 中央）は、CGS 需要家（図 1 中央上）から集めた余剰電力を一般需要家（図 1 中央下）へ販売する。本研究では、CGS 需要家と PPS による電力授受を余剰電力（あるいは余剰電力取引）と呼び、この余剰電力を、PPS が一般需要家へ供給することを、電力融通と呼ぶ。余剰電力取引と電力融通の双方を、電力取引と総称する。なお、一般需要家はモデル内で取引される電力融通量に比べて十分に大きく、PPS が望んだ電力融通量を同時同量で受け入れ可能な存在とみなす。実際には、PPS が別途確保する調整可能な電力供給源があり、その供給電力の一部を代替するものとして、電力融通を想定している。

これら電力市場の内部で、CGS 需要家と PPS が、それ

図 1 地域電力市場における電力融通の概略

Fig. 1. Schematic of surplus electric power dealings in the local electricity market.

ぞれの最適行動に基づく相対取引を行うものとする。

〈2・1〉 CGS 需要家と PPS の相対取引 図 2 に、CGS 需要家と PPS が行う相対取引の概要を示す。図中の数字は、想定する取引の決定順序を示している。

はじめに、1) CGS 需要家に対して電力会社とガス会社からエネルギー価格が提示される。次に、PPS から CGS 需要家に、2) 余剰電力の買取価格が提示される。CGS 需要家は、1) および 2) の条件と自らのエネルギー需要を勘案して、3) 年間のエネルギーコストが最小になるような機器の選択と運用を決定する。その際、4) に示す余剰電力量も同時に決定する。

5) 融通電力を、一般需要家が電力価格〔7) エネルギーコスト〕の低減のため全量買い取ることを前提にして、6) PPS の利益を求めることができる。PPS はこの利益を最大化させるために、2) 余剰電力買取価格を自由に選択できる。つまりある電力価格とガス価格の条件下で、PPS は CGS 需要家に対して、複数の 2) 余剰電力買取価格を提示し、6) PPS の利益が最大となる条件で相対取引を成立させることができる。

〈2・2〉 余剰電力取引における電力価格 図 3 は、余剰電力が取引される場合の電力の価格構成を示している。想定する電力価格の上限は、電力会社の電力価格となる。下限は、CGS 需要家によって生産される余剰電力の発電原価である。この価格差を、CGS 需要家、PPS および一般需要家の 3 者で受け取る。

A) CGS 需要家の利益は、CGS の発電原価（下限価格）と PPS が提示する買取価格の差額によって決定される。CGS 需要家は、PPS から提示される買取価格を考慮した上で、自らの利益を最大化するように余剰電力量を制御する。つまり CGS 需要家は、余剰電力を供給して利益を得る権利を持つが、余剰電力取引によって損失を被ることはない。

図 2 PPS と CGS 需要家間の取引手順

Fig. 2. The dealings procedures between PPS and CGS user.

B) PPS の利益は、PPS が CGS 需要家に提示する買取価格と、一般需要家への売電価格の差額によって決定される。この際、電力融通に掛かる託送料金を考慮する。PPS は、CGS 需要家が示す買取価格別の余剰電力量を考慮した上で、自らの利益を最大化するように買取価格を決定する。CGS 需要家と同様に、PPS も電力融通あるいは余剰電力取引によって損失を被ることはない。

C) 一般需要家の利益は、電力会社と PPS の電力価格差によって決定される。PPS の電力価格は、電力会社の電力価格に対して一定の値引き率を外生的に与える。従って一般需要家の利益は、電力融通量に比例する。

想定する余剰電力取引は、CGS 需要家と PPS、一般需要家の 3 者が同時に利益を得る場合を想定していることになる。この 3 者のうち、一般需要家は電力融通量に比例した利益を獲得するため、CGS 需要家と PPS の利益を評価することが重要となる。なお、前節に示したように、余剰電力価格の決定権は PPS にある。

〈2・3〉 PPS の行動モデル PPS は、CGS 需要家に対して電力の買取価格を決定することで、利益を最大化する。

PPS の利益 (Z_{PPS}) を、(1) 式に定義する。PPS の利益 (Z_{PPS}) は、一般需要家への販売収入 (Z_{sa}) から必要経費を差し引いて求められる。必要経費には、余剰電力の買取費用 (Z_{pc})、と電力会社の送電線を使用するための託送費用 (Z_{ic}) がある。各費用と収入は、単価 $p[\text{Yen/kWh}]$ と毎時の融通電力量 $E[\text{kWh}]$ の積で求められる。略号は、販売 (sales) sa, 買取 (purchase) pc, 託送 (interchange) ic, 日数 D, 季節 S, 時刻 T である。

$$Z_{PPS} = Z_{sa} - Z_{pc} - Z_{ic} \\ = \sum_S D_s \sum_T (p_{sa} - p_{pc} - p_{ic}) E_{ic} \dots \dots \dots (1)$$

(1) 式において、PPS の販売価格 (p_{sa}) と託送料金 (p_{ic}) は外生的に与える。一方、PPS は買取価格 (p_{pc}) を自由に決定できるが、この買取価格の高低は、CGS 需要家が決定する余剰電力量 (E_{ic}) に影響を与えることが予想されるため、次章に示す CGS 需要家モデルで E_{ic} を決定する。

図 3 電力価格の内訳と利益

Fig. 3. Breakdown and profits of electricity power price.

3. CGS 需要家モデルの定式化

CGS 需要家は、自らのエネルギーシステムの技術選択と運用を最適化する際に、PPS による余剰電力の買取を考慮する。この買取価格に応じて変化する CGS 需要家の行動を、線形計画法 (LP) でモデル化した。

CGS 需要家には、業務部門の需要家としてホテルとオフィス、産業部門の需要家として地域冷暖房センター（以後、DHC）を、それぞれ想定した。

〈3・1〉 エネルギーシステム 図 4 は、CGS 需要家のエネルギーシステムフローを示している。構成機器が供給・変換するエネルギー種別は、電力、蒸気（約 200°C）、中温水（約 90°C）、低温水（約 60°C）、冷水（約 7°C）の 5 種とする。電力または都市ガスを様々な機器によってエネルギー変換した後、別途与えられる需要家別のエネルギー需要を満たすものとする。CGS 需要家は、エネルギー需要を満たすと共に、余剰電力を PPS へ供給することができる。

CGS 需要家は、表 1 に示す機器の選択と運用を決定する。電力供給として系統電源 (GRID)、蓄電池 (BAT)、蒸気ボイラ (BOIL1)、中温水供給として CO2 ヒートポンプ (COHP)、温水ボイラ (BOIL2)、ガス吸収冷温水機 (GAB)、冷水供給として氷蓄熱 (ICE)、圧縮式冷凍機 (CMCH)、二重効用吸収冷凍機 (DAB)、単効用吸収冷凍機 (SAB) などを考慮する。

表 1 に加えて、表 2 に示すガスエンジン CGS を考慮する。CGS は規模などに応じて発電効率が異なるため、性能の異なる 3 種を想定した。3 種のうち、GE1 は 500kW 級を、GE2 は 3MW 級を、GE3 は 6MW 級をそれぞれ想定している。業務部門のホテルとオフィスは一般に小規模なため GE1 または GE2 の適用が想定される。ここでは GE3 もあたえることによって、ガスエンジンの発電効率の向上に関する感度分析を行う。一方、産業部門では一般的に CGS

図 4 CGS 需要家のエネルギーシステム

Fig. 4. Schematic flow of energy systems in CGS user.

表 1 CGS 需要家のエネルギーシステム (HHV) ⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾

Table 1. Parameter of systems in CGS user (HHV) ⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾.

Item	Symbol	Efficiency, COP[-]	Price [kYen/kW]
Heating device	BOIL1	Steam:0.85	10.4
	BOIL2	Hot water:0.75	10.4
	EHP	4.5	50
	COHP	3.0	150
Cooling device	CMCH	5.5	13.8
	SAB	0.7	25
	DAB	1.2	20
	ICE	2.0	120
Gas heat pump	Cooling	1.35	30
	Heating	0.8	150
Battery	BAT	0.83	10.4

表 2 ガスエンジン CGS の機器条件 (HHV)

Table 2. Parameters of gas engine cogeneration (HHV).

Gas engine and heat recovery		Efficiency [%]			Price [kYen/kW]
		Elec.	Steam	Hot water	
GE1	W	36.0	—	34.1	150
	S		19.4	14.8	
GE2	W	39.0	—	30.0	130
	S		19.2	9.7	
GE3	W	40.5	—	9.8	100
	S		17.7	9.8	

表 3 地域内のエネルギー輸送に要する電力比率

Table 3. Power rate of energy transport.

	Pumping consumption[%]
Steam	0
Hot water 90 °C	0.5
Hot water 60 °C	0.5
Chilling water	1.0

の規模が大きいいため、ガスエンジンの性能は高い。実態にも合致した GE3 のみを与えた。排熱回収システムには、温水回収型 (W) と蒸気回収型 (S) の二種類を想定した。

DHC では地域内での熱輸送動力を考慮し、表 3 に示す電力の内部消費を与えた。

〈3・2〉 目的関数 目的関数は、(2) 式に示す CGS 需要家の年間総費用 (Y_1) で、これを最小化する。

$$Y_1 = \sum_I Y_K + \sum_{I,CGS,T,S} Y_{mt} + \sum_{T,S} Y_e + \sum_{I,T,S} Y_g - \sum_{T,S} Y_{ic} \quad \dots\dots\dots (2)$$

年間総費用 (Y_1) は、CGS 需要家が導入する機器 (I) の年経費率 11% を考慮した設備固定費 (Y_K)、CGS メンテナンスコスト (Y_{mt})、系統電源から購入する電力価格 (Y_e)、ガス価格 (Y_g) の総額から、CGS 需要家が余剰電力を供給することで得られる収入 (Y_{ic}) を差し引いた値で示される。ここで、時刻 T、季節 S を示している。

電力融通による収入 (Y_{ic}) は、(3) 式に示す通り、余剰電力量 (E_{ic}) と PPS の買取価格 (p_{pc})、季節毎の日数 (D_s) によって求められる。その際、送電効率 ($\eta_{trans} = 0.99$) を

考慮した。

$$Y_{ic} = \sum_S \left(D_s \sum_T (\eta_{trans} \cdot p_{pc} \cdot E_{ic}) \right) \dots\dots\dots (3)$$

〈3・3〉 制約条件 CGS 需要家の最適化モデルに課す制約条件のうち、主要なものを以下に示す。

(4) 式に、電力需給バランス制約を示す。系統電源を含むエネルギーシステムからの供給電力量 (左辺) と、電力需要量 DEM_p と余剰電力量 E_{ic} の和 (右辺) が等しいことを示している。ここで記号 X は機器 I の出力を、 η は変換効率を、添え字 P は電力を、それぞれ示している。

$$\sum_I (\eta_{I,P} \cdot X_{I,T,S}) = DEM_{P,T,S} + E_{ic,T,S} \quad \dots\dots\dots (4)$$

(5) 式は、熱の需要 (右辺) と供給 (左辺) が一致することを示している。ここで添え字 J は、温水や冷水などのエネルギー種別である。

$$\sum_I (\eta_{I,J} \cdot X_{I,T,S}) = DEM_{I,T,S} \quad \dots\dots\dots (5)$$

(6) 式は余剰電力量に関する制約で、PPS へ供給する電力量に比べて、CGS 機器 (CGS $\subset$ I) によって発電した電力の方が大きいことを示している。つまり、電力会社から購入した電力を PPS へ転売することは許可しない。

$$E_{ic,T,S} \leq \sum_{CGS} \eta_{CGS} X_{CGS,T,S} \quad \dots\dots\dots (6)$$

これらに加えて、蓄電池および氷蓄熱を含む蓄熱装置のエネルギーバランスや、設備容量以下で運用を行う制約など、過去の文献値 ^{(5)(9)~(11)} を参考に与えた。

〈3・4〉 需要家 CGS 需要家の具体例として、業務系 2 種と、産業系 1 種の、計 3 種の需要家を想定した。

(1) 業務系需要家 業務部門の需要家には、それぞれ延べ床面積 10 万 m² のホテルとオフィスを想定した。ホテルは需要家の熱電比が高く稼働時間が長いいため、CGS が採用されやすい傾向にある。図 5 に季節別時刻別の需要パターンを示す。一方オフィスは、熱電比の割合が低く稼働時間が少ないため、CGS が採用されにくい傾向にある。

(2) 産業系需要家 産業部門の需要家には、地域冷暖房センター (以下 DHC) を想定した。延べ床面積は業務部門の 10 倍となる 100 万 m² を想定し、内訳は、エネルギーセンター 2%、オフィス 70%、ホテル 20%、店舗 8% とした。DHC の場合、電力需要はエネルギー変換センター内で使用する電力負荷とし、地域内の建物に冷温熱のみの供給を行う。熱需要は地域内のオフィス、ホテル、店舗の熱需要の総和とする。DHC の電力需要は地域冷暖房のデータから、季節別の電力需要を算出した。

〈3・5〉 料金パラメータ 電力価格およびガス価格などの設定内容を示す。

(1) 電力料金 ⁽¹²⁾ 表 4 には、基本料金と従量料金 (以下、電力価格) を、業務部門と産業部門の双方について示した。昼間の電力価格は、業務部門では 14 円/kWh を基準

として2種を、産業部門では11円/kWhを基準として5種を与え、感度分析を行う。夜間電力は業務部門と産業部門で共に6.05円/kWhで一定とした。以後、電力価格の相違を説明する場合、特記の無い限り昼間価格の違いを意味している。

(2) ガス価格 電力代同様にガス価格も感度分析の対象とする。業務部門の場合、36~50円/m³_Nの範囲で、2円/m³_Nずつ変化させた。DHCでは、大口供給になることを考慮し、30~36円/m³_Nの範囲で、2円/m³_Nずつ変化させた。

(3) 託送料金⁽¹⁾ PPSが融通する電力の託送料金を、季節および時刻に寄らず、4.13円/kWhとした(表4)。

(4) PPSの販売価格 PPSは、電力会社と比較して安価な電力を一般需要家に販売する。図3が示すように、PPSの販売価格が安価であればPPSの利益は減り、高価であれば販売は困難となる。ここでは電力会社の電力価格に対して、昼間価格、夜間価格のそれぞれに連動して常に2%値引きするものとした。PPSの融通先は、CGS需要家の種別に限らず、常に業務部門で構成されるものとした。PPSの販売価格は、13または14円/kWh(表4)から2%値引いた値となる。

(5) PPSの買取価格 PPSは、CGS需要家から通知される余剰電力量を考慮した上で買取価格を決定する。CGS需要家は、余剰電力量を、買取価格の候補毎に判断する必要がある。現実的に妥当な検討数として、PPSがCGS需要家に提示する買取価格の候補数を10件とした。候補価

図5 業務部門(ホテル)の需要パターン

Fig. 5. Demand curve of the Hotel.

表4 電力価格一覧

Table 4. Electric power price of the electric power company.

Sector	Charge	Unit	Rate
Business sector	Energy	Daytime	13,14
		Nighttime	6.05
	Demand per month	Yen/kW	1650
Industrial sector	Energy	Daytime	7, ..., 11
		Nighttime	6.05
	Demand per month	Yen/kW	1560
Interchange	Wheeling fee	Yen/kWh	4.13

格は、一般需要家への売値を基準(100%)として、5~50%範囲(5%刻み)の割引率を与えた。

〈3・6〉 シナリオ はじめに、PPSとCGS需要家による、余剰電力取引の成否を明かにする。その際、ガス及び電力の価格に関する感度分析を行う。業務部門では、ガスエンジンの発電効率の違いが余剰電力取引に与える影響も評価する。

次に、電力取引によって得られる3者の利益を比較して、立場の違いによる利益の違いを評価する。

4. CGS 需要家における余剰電力取引の成否

〈4・1〉 ホテルにおける成否 表5には、電力価格14円/kWhにおける余剰電力取引の成否を示す。表5内の数値は、PPSが10件提示した買取候補価格から最終的に決定した割引率と、その割引率から求められる買取価格を示している。数値が記入されていない条件(-)では、CGS需要家による余剰電力の供給はなく、取引は不成立となる。ガス価格ごとに取引価格が決まるが、ガス価格がある程度高くなると、取引は成立しない。また、CGSの条件がGE2やGE3になり高効率になると、つまりCGSの技術開発が進むほど、余剰電力が供給されるようになることがわかる。ただしガス価格が48円/m³_N以上になると、CGSの発電効率が40.5%(GE3)まで向上しても余剰電力取引は行われ

ない。この場合の余剰電力量を図6に示す。余剰電力量も、ガス価格とCGS条件に応じて変化することがわかる。ガス価格が安いほど、あるいはガスエンジンの効率が向上するほど、CGS需要家から余剰電力が供給される。

表5の取引価格、図6の融通量から、PPSの利益を求めて図7に示す。PPSの利益は、現時点で実用化されているCGS条件(GE1およびGE2)を想定すれば、10万m²/件当たりで100万円/年/件にすら満たない。

同様に、電力価格を変化させた場合の結果を図8に示す。図8は、PPSの利益を、電力価格およびガス価格別に示している。電力価格が14円/kWhから13円/kWhに低下すると、PPSの利益は急激に低下する。

表5 電力取引成立時の最適買取価格(CGS需要家：ホテル、電力価格：14円/kWh)

Table 5. Purchase price of interchange for the hotel case, under the electricity price of electric power company is 14 Yen/kWh.

		Purchase price of interchange [Yen/kWh] (Discount rate)		
Gas engine eff.		GE1	GE2	GE3
		36	8.3(35%)	8.3(35%)
Gas Price [Yen/m ³ _N]	38	7.0(45%)	7.0(45%)	7.6(40%)
	40	-	7.0(45%)	7.6(40%)
	42	-	7.6(40%)	7.6(40%)
	44	-	-	8.3(35%)
	46	-	-	8.3(35%)
	48	-	-	-
	50	-	-	-

図6 電力融通量 (CGS 需要家: ホテル, 電力価格: 14 円/kWh)

Fig. 6. Electric interchange amount of the hotel case, when the electricity price of electric power company is 14 Yen/kWh.

図7 電力融通による PPS の利益 (CGS 需要家: ホテル, 電力価格: 14 円/kWh)

Fig. 7. PPS profit by interchange of the hotel case, under the electricity price of electric power company is 14 Yen/kWh.

取引のための事務的な経費は、PPS の利益から賄われることを想定している。図7や図8に示した PPS の利益の多くが 100 万円/年/件にも満たないことを考慮すれば、PPS によって電力融通が実施されるのは極めて限られた条件になると予想される。

〈4・2〉 オフィスにおける成否 もう一つの業務部門であるオフィスを対象にして、ホテルと同様に余剰電力量や PPS の利益を求めた。その結果、CGS 条件が GE1 および GE2 の場合では、余剰電力取引はほとんど成立しなかった。図9では、安価なガス価格でかつ GE3 を対象にした、余剰電力取引が成立しやすい条件の結果のみを示す。それにも関わらず、PPS の利益は極めて少ない。PPS が、オフィスから余剰電力の供給を受けることは極めて困難だと考えられる。図示した条件で PPS の利益が 50 万円/年/件にも満たないのは、いずれの条件でも取引される電力量そのものが少ないためである。オフィスのエネルギー需要は電力需要に対して熱需要が少なく、CGS の排熱を有効に利用できないことが多い。CGS によるエネルギーコストの削減は、PPS による余剰電力取引を考慮しても、排熱利用が重要なこと示唆している。

〈4・3〉 DHC における電力取引の成否 表6に記載の数値は、DHC と PPS の電力価格とガス価格の各条件における、余剰電力の取引価格を示している。検討したすべてのガス価格と電力価格の範囲で、取引が成立した。PPS の電力販売先として一般的な、業務部門の需要家（電力会社

図8 電力価格が PPS 利益に与える影響 (CGS 需要家: ホテル, CGS: GE3)

Fig. 8. Price influence for PPS profit of the hotel case with GE3 condition.

図9 電力融通における PPS の利益 (CGS 需要家: オフィス, CGS: GE3)

Fig. 9. PPS profit by interchange of the office case with GE3 condition.

表6 電力融通成立時の余剰電力買取価格 (CGS 需要家: DHC)

Table 6. The electricity purchase price when dealing of the DHC case.

Gas Price [Yen/m³]	Purchase price of interchange [Yen/kWh]				
	(Discount rate)				
	Electricity price for industry[Yen/kWh]				
	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0
30	7.5 (45%)	7.5 (45%)	7.5 (45%)	7.5 (45%)	7.5 (45%)
32	8.2 (40%)	8.2 (40%)	8.2 (40%)	8.2 (40%)	8.2 (40%)
34	8.2 (40%)	8.2 (40%)	8.2 (40%)	8.2 (40%)	8.2 (40%)
36	8.9 (35%)	8.9 (35%)	8.9 (35%)	8.9 (35%)	8.9 (35%)
38	8.9 (35%)	8.9 (35%)	8.9 (35%)	8.9 (35%)	8.9 (35%)
40	8.9 (35%)	8.9 (35%)	8.9 (35%)	8.9 (35%)	8.9 (35%)

の電力価格 14 円/kWh) を対象としたため、電力取引が成立しやすいと考えられる。

図10には、表6に示した電力取引の電力融通量を示した。ガス価格 36 円/m³ の時に最も電力融通量が多く、34 円/m³ 以下あるいは 38 円/m³ 以上の場合、融通量は低下する。また、電力価格は 11 円/kWh を基点として 7~8 円/kWh まで低下すると、融通電力量が増加する。これは産業部門と PPS の電力販売先である業務部門の電力価格の差が増加すると、

電力融通も増加する可能性を示している。

表 6 の取引価格と図 10 の融通量から PPS の利益を求め、図 11 に示す。PPS の利益は、ガス価格の影響を強く受けることがわかる。また図 11 には表 6 に示した買取価格を併記した。買取価格は、ガス価格に対してある一定の値を取る。PPS は自らの利益を最大化させるように余剰電力の買取価格を決めるが、電力価格（あるいは業務部門との電力価格差）に関わらず、ガス価格に応じて価格を決定すべきことがわかる。

〈4・4〉部門の相違と電力取引 本章では、業務部門と産業部門の双方について、CGS 需要家と PPS との相対取引の結果を示し、主に取引の成否と、PPS の利益に着目して比較した。

業務部門を対象とした電力取引は、PPS にとって参入が非常に困難であることを示した。PPS は、限られたガス価格および電力価格の条件を満たす場合にしか利益を得られない。近年のエネルギー価格の上昇を考慮すると、取引を成立させることすら困難であることが予想される。

産業部門を対象とした電力取引は、業務部門と比較する

図 10 電力融通量 (CGS 需要家：DHC)

Fig. 10. Electric interchange amount of the DHC case.

図 11 電力融通による PPS の利益 (CGS 需要家：DHC)

Fig. 11. PPS profit by interchange of the DHC case.

と取引が成立しやすいと言える。但し、電力およびガス価格の変動によって PPS の利益は数倍変化するため、PPS は常に利益が得られるとは言い難い。

5. 電力取引の利益配分

本研究が想定する電力取引では、取引に関与する 3 者 (CGS 需要家, PPS, 一般需要家) が共に利益を得る場合にのみ取引が成立することを想定している。PPS の利益に着目した前章に対し、本章では、3 者の利益を比較する。

PPS の利益は前章で求めた。一般需要家の利益は電力価格の削減であり、電力会社の電力価格に対する値引き率 (2%) と電力融通量から求められる。CGS 需要家は、余剰電力取引の可否を考慮して設備選択すると考えられる。CGS 需要家の利益は、前章の CGS 需要家モデルに余剰電力取引の無いシナリオを与えて最適化し、余剰電力取引の可否による年間総費用 (Y_1) の差を求めた。

〈5・1〉業務部門 (ホテル) これまでの結果を踏まえ、取引が成立しやすい条件で比較する。図 12 では、CGS 条件として GE3 を、電力価格として 14 円/kWh を想定している。図は、CGS 需要家と PPS および一般需要家の 3 者が、電力取引によって得る利益を示している。ガス価格の上昇と共に、PPS だけでなく、一般需要家や CGS 需要家の双方の利益も急激に低下することがわかる。図 12 は 3 者の利益が、CGS 需要家、一般需要家、PPS の順に大きいことを示した。

図 12 右軸には、3 者の総利益に対する PPS 利益の比率を示している。本モデルでは、CGS 需要家は PPS の買い取り価格に応じた余剰電力量を提示するのみであり、最終的には、PPS が CGS 需要家に対する余剰電力の買取価格を決定する。それに関わらず、PPS は電力取引によって

図 12 電力融通における利益配分 (CGS 需要家：ホテル、電力価格：14 円/kWh)

Fig. 12. Interchange profit distribution of the hotel case, under the electricity price of electric power company is 14 Yen/kWh.

図 13 電力融通における利益配分 (CGS 需要家：ホテル，電力価格：13 円/kWh)

Fig. 13. Interchange profit distribution of the hotel case, under the electricity price of electric power company is 13 Yen/kWh.

生じる利益の僅かな部分しか獲得していない。

図 13 では、CGS 条件は GE3 のまま、電力価格が 13 円/kWh に低下した場合を示した。図 13 でも、ガス価格の影響を強く受けることが示された。一方、総利益は少ないものの、総利益に対する PPS 利益の比率が若干高い結果となった。

〈5・2〉産業部門 (DHC) 産業部門の利益総額は、業務用に比べて 2 桁大きい。但し床面積は、業務用 (ホテル) と比較して 10 倍の値を与えたことを考慮する必要がある。電力価格が 7 円/kWh の場合を図 14 に、電力価格が 11 円/kWh の場合を図 15 に示した。また前図と同様に、右軸には総利益に対する PPS 利益の比率を示している。

業務部門と比較して、図 14 と図 15 は共に、総利益の多くの部分を PPS が獲得している。一方、CGS 需要家が獲得する利益の比率は業務部門と比べて低い。一般需要家の利益がほぼ一定となるのは、電力融通量の変化が小さいためである。

図 14 と図 15 は共に、ガス価格の上昇に伴って総利益が減少した。ガス価格 40 円/m³_N における総利益は、最大値の 1/2 から 1/3 で、ガス価格の影響は大きい。また、両図の右軸には総利益に対する PPS 利益の比率を示したが、ガス価格の上昇によって、PPS が獲得しうる利益配分率も低下することがわかる。

CGS 需要家の電力価格が 7 円/kWh の場合 (図 14)、電力融通先の一般需要家 (業務部門 (14 円/kWh)) との電力価格差は 7 円/kWh となる。対して、CGS 需要家の電力価格が 11 円/kWh の場合 (図 15)、先の電力価格差は 3 円/kWh となる。CGS 需要家に与えられた電力価格 (ここでは産業部門) と、PPS の電力融通先 (一般需要家、ここでは業務部門) の価格差が小さくなると、電力取引によって得られる総利益も減少することがわかる。両図の総利益の差は最大で 30% 程度であり、前述のガス価格による利益変化 (1/2 ~ 1/3) の方が大きいと言える。

図 14 電力融通における利益配分 (CGS 需要家：DHC，電力価格：7 円/kWh)

Fig. 14. Interchange profit distribution of the DHC case, under the electricity price of electric power company is 7 Yen/kWh.

図 15 電力融通における利益配分 (CGS 需要家：DHC，電力価格：11 円/kWh)

Fig. 15. Interchange profit distribution of the DHC case, under the electricity price of electric power company is 11 Yen/kWh.

産業部門の CGS 需要家は余剰電力の供給元として有力だが、近年の電力市場では産業部門と業務部門間の電力価格差が低下している⁽¹³⁾ことや、燃料価格が上昇していることなどもあり、電力取引による総利益が低下するであろう事を示した。また、燃料価格の上昇傾向に伴って、PPS が獲得しうる利益配分率も減少傾向にある。

6. まとめ

本報告では、電力自由化を背景とした PPS (特定規模電気事業者) による電力取引に着目し、利害の相反する可能性のある相対取引を想定してモデル化し、数値例を用いて

評価した。

モデルは、PPS と CGS 需要家が主体者となり、それぞれの経済性を第一に行動するものとした。従来の評価事例とは異なり、電力会社でなく新規参入の PPS が、CGS の余剰電力を取引することを想定した点に新規性がある。

モデルを用いた数値例から、PPS の利益を最大化するためには、業務部門では電力価格およびガス価格の双方を考慮する必要があることを示した。一方産業部門では、ガス価格のみを考慮することで PPS の利益を最大化できることを示した。また PPS による余剰電力の取引は、PPS、CGS 需要家、一般需要家の三者に利益をもたらす。ただし利益の配分は、PPS が CGS 需要家に対して価格決定権をもっているにも関わらず、電力取引によって生じる利益のわずかな部分しか獲得し得ないことを示した。

本研究の目的は、PPS による電力取引が、CGS に与える影響を明かにすることにある。その結果、余剰電力取引によって CGS の経済性が向上するか否かは、CGS 需要家の特徴（エネルギー需要や規模など）によって大きく異なることが示された。今後は、電力取引が CGS 需要家の省エネルギー性に与える影響を明らかにする必要がある。また本報告では、電力取引の実施者である PPS が必ずしも十分な利益を獲得し得ないことを示したが、CGS 需要家や一般需要家の利益を再配分することで省エネルギー性を向上させることが可能か否か、検討していく予定である。

(平成 20 年 12 月 26 日受付, 平成 21 年 4 月 2 日再受付)

文 献

- (1) 経済産業省資源エネルギー庁:「電気事業審議会 基本政策部会」, 報告 (平成 11 年 1 月 21 日) (1999)
- (2) 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部:我が国における電気事業をめぐる現状 (平成 19 年 4 月 25 日) (2007)
- (3) H. Asano and A. Kuwahata: "Game Theoretic Analysis of a Buy-Back System and a Cogenerator-Customer Wheeling System", *T. IEE Japan*, Vol.113-B, No.7, pp.713-719 (1993-7) (in Japanese)
浅野浩志・桑畑暁生:「コジェネレータを含む電力供給システムのゲーム論的解析」, 電学論 B, **113**, 7, pp.713-719 (1993-7)
- (4) S. Mori, T. Harada, J. Masuda, and T. Kokubun: "A Model of Energy Market with CGS and Multi-quality Tariff System—Comparison between Perfect Competition and Stackelberg Behavior—", *T. IEE Japan*, Vol.121-B, No.6, pp.748-757 (2001-6) (in Japanese)
森 俊介・原田 拓・増田淳一・国分 剛:「CGS と品質別電気料金を含むエネルギー市場のモデル化—完全競争型とスタックルベルグ型最適行動の比較—」, 電学論 B, **121**, 6, pp.748-757 (2001-6)
- (5) K. Furusawa, K. Yanase, H. Sugihara, and K. Tsuji: "A Study on Power Flow Congestion Relief in Cooperation with Customer-side Cogeneration Systems", *IEEE Trans. PE*, Vol.127, No.2, pp.361-370 (2007-2) (in Japanese)
古澤 健・柳瀬一徳・杉原英治・辻穀一郎:「需要家コージェネレーションシステムとの協調運用による送電ネットワークの混雑緩和に関する研究」, 電学論 B, **127**, 2, pp.361-370 (2007-2)
- (6) M. Miyake and T. Nanahara: "Competition and Cooperation of Distributed Generation and Power System—Case Study on Cogeneration System—", *IEEE Trans. PE*, Vol.125, No.2, pp.147-156 (2005-2) (in Japanese)
三宅賢稔・七原俊也:「分散型電源と電力システムとの競争と協調」, 電学論 B, **125**, 2, pp.147-156 (2005-2)
- (7) S. Nioka and R. Yokoyama: "An Electric Power Purchase Strategy for Bilateral Contracts Focusing on Reliability of Customers", *IEEE Trans. PE*, Vol.125, No.6, pp.575-584 (2005-6) (in Japanese)
新岡 聡・横山隆一:「需要家側の信頼度を考慮した相対契約電力購入量決定の一手法」, 電学論 B, **125**, 6, pp.575-584 (2005-6)

- (8) A. Akisawa and Y. Kaya: "Model Analysis on the Behavior of Cogeneration with Wheeling", *T. IEE Japan*, Vol.114-B, No.10, pp.1016-1021 (1994-10) (in Japanese)
秋澤 淳・茅 陽一:「電力託送を含めたコージェネレーション自家発挙動のモデル分析」, 電学論 B, **114**, 10, pp.1016-1021 (1994-10)
- (9) Japan Institute of Energy: Natural gas cogeneration plan and design manual 2000, Japan Industrial Publishing Company (2000) (in Japanese)
日本エネルギー学会編:天然ガスコージェネレーション計画・設計マニュアル 2005, 日本工業出版 (2005)
- (10) 吉田 隆:分散型電源システムの最新動向と将来展望, (株) エヌ・ティ・エス (2001)
- (11) T. Oda, A. Akisawa, and T. Kashiwagi: "Potential Evaluation of Energy Supply System in Grid Power System, Commercial, and Residential Sectors by Minimizing Energy Cost", *IEEE Trans. PE*, Vol.125, No.7, pp.671-679 (2005-7) (in Japanese)
小田拓也・秋澤 淳・柏木孝夫:「系統電源構成を考慮した民生部門におけるエネルギー供給技術の導入可能性評価」, 電学論 B, **125**, 7, pp.671-679 (2005-7)
- (12) 東京電力 (株):電力需給約款 [特定規模需要 (高圧)] (2005)
- (13) 経済産業省資源エネルギー庁:平成 18 年度エネルギーに関する年次報告書 (エネルギー白書), p.301 (2008)

小 田 拓 也 (正員) 1972 年生。1997 年 3 月九州大学大学院総合理工学研究科修士課程修了。同年 4 月日立造船 (株) に入社。2004 年 9 月東京農工大学大学院生物システム応用科学研究所博士課程修了。2007 年 4 月東京工業大学統合研究院特任准教授, 現在に至る。博士 (工学)。主としてエネルギーシステムの評価に関する研究に従事。

秋 澤 淳 (正員) 1961 年生。1987 年東京大学大学院工学系研究科修士課程修了。1995 年 3 月同大学院電気工学専攻博士課程修了。同年 4 月東京農工大学工学部講師。同大学助教授を経て, 2007 年同大学院生物システム応用科学研究所教授, 現在に至る。工学博士。主として省エネルギー政策・技術評価, 地域エネルギーシステム評価, 太陽熱利用・集光系設計に関する研究に従事。

宮 崎 隆 彦 (正員) 1973 年 1 月 28 日生。1995 年 10 月東京農工大学技官着任。2003 年 9 月英国ノッティンガム大学 MSc in Renewable Energy and Architecture 修了。2005 年 3 月東京農工大学において博士 (工学) の学位取得。東京農工大学助手を経て, 2007 年 4 月同大学助教, 現在に至る。主として, 再生可能エネルギー及び排熱利用システムの研究に従事。

柏 木 孝 夫 (非会員) 1946 年生。1972 年東京工業大学大学院修士課程修了。1975 年東京工業大学博士課程進学。同大助教授を経て, 1988 年東京農工大学工学部教授。2000 年同大学大学院生物システム応用科学研究所教授。2007 年東京工業大学統合研究院教授, 現在に至る。工学博士。主に環境・エネルギーシステム工学, 冷凍空気調和, 応用熱工学に関する研究に従事。