供給電力の不確実性を考慮したIPPの導入評価

学生員 杉 原 英 治 (北海道大学)

正 員 北 裕 幸 (北海道大学)

正 員 西 谷 健 一 (北海道工大)

正 員 長 谷 川 淳 (北海道大学)

An evaluation of the influence caused by the introduction of IPP considering uncertainty of supply capability

Hideharu Sugihara, Student Member, Hiroyuki Kita, Member (Hokkaido University), Ken-ichi Nishiya, Member (Hokkaido Institute of Technology), Jun Hasegawa, Member (Hokkaido University)

Recently, the utility has been able to purchase the electric energy supplied from the Independent Power Producers (IPP) by a de-regulation in the electric industry. This paper evaluates the influence of IPP's uncertainty on utility and/or customer. In general, the production cost of energy supplied from IPPs is lower than that of a utility, however, the IPP's energy has more uncertainty compared with the utility's energy. This paper analyzes the effects caused by IPPs from the following three points: i) By modeling a process of determining purchased power price as a negotiation model, the authors evaluate the influence of its uncertainty on a potentiality to introduce IPPs through variation of the purchased price. ii) The authors evaluate a difference of power system reliability between a system under the de-regulated environment with IPPs and a conventional system without IPPs. It is assumed that the system reliability is determined by minimizing of the sum of supply cost and outage cost. iii) Finally, the authors evaluate that how the customer's various requirement about the reliability influences the introduced amount of IPPs.

キーワード：電力システム、独立系発電事業者（IPP）、買取価格、不確実性、ゲーム理論

1. はじめに

電気事業に関する規制緩和が世界的な潮流となる中で、我が国においても1995年に卸売り発電事業の自由化を主たる内容とした電気事業法の改正が行われた⁽¹⁾。これを受け、多くの電気事業者が新規電源の購入に関して入札を実施したが、その結果、平均競争率が4倍強となるなど、独立系発電事業者（Independent Power Producer：以下IPPと呼ぶ）の潜在能力の高さがうかがわれるものとなった。今後、IPPの参入量は確実に増加していくと考えられており、こうした非電気事業者を含む新しい電力システムの特性に関して、種々の観点からの検討を行う必要がある^{(2)～(4)}。

ところで、発電市場へ参入してくるIPPは、鉄鋼、石油化学などの分野が中心となるものと考えられるが、これらの産業では、熱併給や遊休インフラの利用などにより、一般に電気事業者より低コストで発電できるという特徴がある^{(5)～(7)}。また、電気事業者には需要家に対する供給義務が課されているのに対し、IPPには入札条件を除き直接的な制約はなく、自社の利益を最優先し行動するという側面

も持っている。従って、IPPの供給電力は、低コストではあるものの、潜在的にある程度の不確実性が存在するとしてモデル化するのが実際的と考えられる。今後、IPPの導入を積極的に推進し、更なる供給コストの低減を図っていくためには、IPPの持つ不確実性が、電力システムの運用・計画や需要家へのサービスなどにどのような影響を与えるのかを詳細に評価することが重要と考えられる。

これまで、IPP供給電力の不確実性を扱った研究としては、主に文献(7)(8)が挙げられる。文献(7)では、ある一定の発電設備量を有する非電気事業者が参入した場合の系統内各母線における供給信頼度の変化を評価しているが、参入のための買い取り価格および電気事業者の設備量も含めた系統全体のコストについては検討されていない。また文献(8)では、長期的な観点から、IPPと電気事業者の将来の発電コストに不確実性が存在するものとしてモデル化しているものの、一方の解析を行うときには他方の不確実性を無視しているため、ここでいう交渉成立条件は、IPPと電気事業者間の交渉過程における局所的平衡点を意

味することになる。また、IPP供給電力の不確実性は、電気事業者へ影響するだけでなく、系統全体の信頼度や一般需要家への供給サービスにも大きな影響を与えると考えられる。

本論文では、IPPを含む新しい電力システムを、IPP、電気事業者、一般需要家からなるグローバルな市場モデルとして考慮し、各参加者のコストと信頼性に与える影響を具体的に評価することを目的とする。ただし、全ての影響を同時にモデル化することは容易ではなく、また、本質的な相互関係を評価しづらくする可能性もあるため、いくつかの側面に着目したモデル化に対して解析を行っている。まず第2章では、単一IPPと電気事業者間における買い取り価格決定過程をモデル化し、IPPの不確実性が電気事業者との交渉成立条件に与える影響を評価する。次に第3章では、一般需要家も含めた電力システムにおいて、IPPの不確実性が需要家の信頼度に対して与える影響を、また第4章では、逆に需要家の信頼度に対する多様な要求が、IPPの参入可能性に与える影響を評価する。これらの評価手法をモデルシステムに適用した結果、不確実性を考慮したIPPの導入に関するいくつかの重要な知見が得られている。

2. 買い取り交渉に基づくIPPの導入可能性評価

一般に電力市場においても、他の財貨やサービスの市場と同様に、IPPと電気事業者の電力売買を交渉の概念に基づいて関係づけることができる⁽³⁾。すなわち、自己の利益を考慮して、IPPは「～以上の価格で売りたい」という買い取り価格の最低ライン(P_{min})を要求し、電気事業者は「～以下の価格で買いたい」というその最高ライン(P_{max})を条件として提示する。このとき、 $P_{min} \leq P_{max}$ であれば、両者の要求を同時に満足する買い取り価格が存在することになるため、その間の適当な価格で交渉が成立することが期待できる。本論文では、 $P_{min} \leq P \leq P_{max}$ の範囲を、交渉が成立し得る価格領域と言う意味で交渉成立領域と呼ぶ。本章では、IPPの持つ不確実性が、交渉成立領域にどのような影響を与えるかを明らかにし、IPPの電力系統内への導入可能性について検討する。

<2.1> IPP供給電力の不確実性のモデル化 一般に、IPP供給電力の不確実性は、長期的な不確実性と短期的な不確実性とに大別することができる。長期的な不確実性とは、十数年にわたる契約期間において、将来の燃料価格、環境規制などの変化によるIPP供給力の脱落の可能性を意味する。電気事業全体の観点から見ると、電源の建設には長いリードタイムを要することから、IPPの供給力は長期的に確保されるものでなければならない。一方、短期的な不確実性とは、対象期間をある期間(例えば一年)に限定した場合のIPPの出力変動を意味する。この出力変動は、IPP発電機の故障に起因するものの他に、IPP自身は売電事業以外の主たる企業活動を行っており、自社の不確定な需要

への電力供給を優先しようとする行動によって生ずることが考えられる。本論文では、主に、自社需要への優先供給に基づく短期的な不確実性に着目することとし、IPPの需給関係を図1のようにモデル化する。この図において、IPP設備量 A を固定量として与えるものとすれば、売電契約電力は図中の変数 W に基づいて決定される。IPPは契約電力よりも確率的に変動する自社需要への供給を優先するため、変数 W は、同時にIPP供給電力の不確実性の度合いをも表すことになる。すなわち、 W が大きくなれば契約電力は減少するものの、変動の少ない良質な電力が供給されることになる。

ところで、IPPが自社需要の確率的性質を完全に既知であるならば、自社需要への供給を優先しても電気事業者の要求する信頼度を満たすよう契約電力を決定できるため、上記のモデル化は妥当と言える。しかし、自社需要の確率的性質に誤差が含まれる一般の場合には、運用時に電気事業者の要求する信頼度制約を超えないよう、自社需要を抑制することも十分に考えられる。著者らは、このようなケースについても考慮する必要があると考えているが、本論文では簡単のため、自社需要の確率的性質が既知であるものとして解析している。また、IPPおよび電気事業者とも1時間帯の確率モデルを考えるが、より長期間のモデルに対しても容易に拡張することができる。

図1 IPPの需給概念図
Fig.1 Concept of IPP's operation.

<2.2> IPPの需給モデル 交渉成立時におけるIPPの総コストの期待値 C_2 は、図1の需給概念図に基づいて次式のように計算することができる。

$$\begin{aligned}
 C_2(W) &= \text{固定費} + \text{可変費(フル出力時)} \\
 &\quad + \text{可変費(出力余裕時)} - \text{売電による収入} \\
 &= AC_{f2} + TAC_{I2} \int_W^{\infty} f(D_2) dD_2 \\
 &\quad + TC_{I2} \int_0^W f(D_2) dD_2 \left(A - W + \frac{\int_0^W D_2 f(D_2) dD_2}{\int_0^W f(D_2) dD_2} \right) \\
 &\quad - TP_2 \left(A - W - \int_W^{\infty} (D_2 - W) f(D_2) dD_2 \right) \quad (1)
 \end{aligned}$$

ここで、 A : IPP時の設備量、 C_{f2} , C_{v2} : 自家発の固定費及び可変費、 D_2 : 自社需要、 $f(D_2)$: 自社需要の確率密度関数、 P_2 : 電気事業者の買取価格

一方、交渉が決裂した場合には、大口需要家は設備量を縮小できるものとする。その具体例として、我が国の卸売電力入札制度が挙げられる。すなわち、固定費も含めた買い取り価格で売電できることが決定した後に、その大口需要家はIPPとして売電するための設備投資を行うというケースである。従って、交渉決裂時には自家発と電気事業者からの買電との両方で自社需要を賄う必要があり、その際の総コストの期待値は以下のように表される。

$$\begin{aligned} C_2^m &= \text{固定費} + \text{可変費} + \text{電気事業者からの買電コスト} \\ &= A_1 C_{f2} + TC_{V2} \left(\int_0^{A_1} D_2 f(D_2) dD_2 + A_1 \int_{A_1}^{\infty} f(D_2) dD_2 \right) \\ &\quad + P_1 T \int_{A_1}^{\infty} (D_2 - A_1) f(D_2) dD_2 \end{aligned} \quad (2)$$

ここで、 A_1 ：交渉基準点の設備量、 P_1 ：電気料金

ただし、設備量 A_1 は、与えられた電気料金 P_1 を基に、(2)式を最小化することにより決定する。

〈2・3〉電気事業者の需給モデル 電気事業者の需給モデルを図2に示す。ここでは、IPPの不確実性が与える影響を明確にするため、電気事業者によって供給される一般需要家の負荷については、その確率的な変動を無視する。従って、交渉成立時の電気事業者のコスト C_U 、および交渉決裂時のコスト C_2^m は次式のように表すことができる。ただし、IPP内需要の不確実性による電気事業者の予備力 α 及び交渉決裂時に大口需要家の買電により生じる設備量の増分 β は、何れもLOLP基準（0.1%）に基づいて決定する。

$$\begin{aligned} C_U &= \text{固定費(平常用電源分, 緊急用電源分)} \\ &\quad + \text{可変費(平常用電源分, 緊急用電源分)} \\ &\quad + \text{買電による支出} \\ &= BC_f + \alpha C_f^p + BTC_{V1} + TC_{V1}^p \int_W^{W+\alpha} (D_2 - W) f(D_2) dD_2 \\ &\quad + TP_2 \left(A - W - \int_W^{\infty} (D_2 - W) f(D_2) dD_2 \right) \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} C_U^m &= \text{固定費(一般需要分, 大口需要家の買電分)} \\ &\quad + \text{可変費(一般需要分, 大口需要家の買電分)} \\ &= C_f (D_1 + \beta) \\ &\quad + TC_{V1} \left(D_1 + \int_{A_1}^{A_1+\beta} (D_2 - A_1) f(D_2) dD_2 \right) \end{aligned} \quad (4)$$

ここで、 B ：電気事業者の設備量、 D_1 ：一般需要、 C_f, C_v ：平常用電源の固定費及び可変費、 C_f^p, C_v^p ：緊急用電源の固定費及び可変費

なお、交渉成立時に、特に緊急用電源を設けているのは、IPP導入により、電気事業者が供給しなければならない負荷の変動が大きくなり、より即応性の高い電源を準備しておく必要があるとの考えに基づいている。

ところで、前節で述べたように、交渉決裂時には、IPPの設備量 A_1 は、電気事業者が提示する電気料金 P_1 によって決定される。一方、 P_1 は、いわゆる原価主義制約に基づき(4)式を用いて算出されるとすると、逆に A_1 の関数として与えられる。従って、 P_1 と A_1 は相互に影響することになり、本論文では、(2)式と(4)式を反復することで両者の値を求めている。

図2 電気事業者の需給概念図
Fig.2 Concept of utility's operation.

〈2・4〉ゲーム理論に基づく交渉成立領域の決定

(1)交渉成立領域 IPPにとっての交渉成立条件は、交渉成立時のコストが決裂時よりも小さくなればよいので次式のように表される。

$$C_2^m \geq C_2(P_2, W) \quad (5)$$

ここで、上式の等号が成立する P_2 を P_2^{IPP} とすると、この価格はIPPにおける交渉成立の限界コストとなる。また、電気事業者にとっての交渉成立条件も同様に求めることができるが、電気事業者は交渉決裂時に大口需要の一部をも供給しなければならないため、単純にコストの大小比較で意志決定することができない。そこで、IPP参入に伴い一般需要家への電気料金を上昇させないという(6)式の条件、すなわち電気事業者の発電原価[¥/kWh]により、交渉成立への意志決定を行うものとする。

$$\frac{C_U^m}{D_1 T + T \int_{A_1}^{A_1+\beta} (D_2 - A_1) f(D_2) dD_2} \geq \frac{C_U(W, P_2)}{D_1 T} \quad (6)$$

上記と同様に(6)式の等号が成立する時の買取価格 P_2^U は、電気事業者における限界コストとなる。以上により、交渉領域は、(5)(6)式における買い取り価格を用いて以下のように表すことができる。

$$P_2^{IPP} \leq P_2 \leq P_2^U \quad (7)$$

(2)Nash交渉解およびコストメリット和 交渉成立に伴うコストメリット和 TM を求めると、買い取り価格 P_2 に関する項は相殺され、次式のように W のみの関数になる。

$$TM(W) = \{C_2^m - C_2(P_2, W)\} + \{C_U^m - C_U(P_2, W)\} \quad (8)$$

このように、ここでのゲームはコストメリット和の最大化の観点から、交渉成立領域内で買い取り価格が一意に決定されない、いわゆる定和ゲームと考えることができる。そこで、ゲーム理論において、論理的な交渉解概念の一つとして考えられており、お互いのメリットの積を最大化するNash交渉解の概念を適用すると、買い取り価格 P_2 を次式のように決定することができる。

$$P_2^N(W)=MAX_{P_2}\left\{C_2^m-C_2(P_2,W)\right\}\left\{C_U^m-C_U(P_2,W)\right\} \quad (9)$$

ここで、定和ゲームにおけるNash交渉解は、交渉成立に伴うメリットを両者に等しく配分することを意味する⁽⁹⁾。

〈2・5〉 数値計算例 付表1、2に示す試算データを用いて行った結果を図3、4に示す。ただし、本章では一般需要を確率変数ではなく定数としてモデル化しているため、付表2の平均値を用いている。 W の増加に従い、IPPの不確実性は減少するため、交渉領域は高いレベルとなり、Nash交渉解はその中点に位置することがわかる。IPPの不確実性が減少すると、電気事業者は緊急用電源の設備量を抑制できるため、買い取り価格を高く設定することができる。一方、IPP側では信頼性の高い電力を供給するために、契約電力を抑制する必要があるため、より高い買い取り価格を要求することになる。このように交渉領域に含まれるべき買い取り価格の決定には、IPPの不確実性が大きく

影響することが分かる。また、図4からわかるように、コストメリット最大化の観点から、売買電力の理論的な信頼性（不確実性）の度合いを決定することができる。

ところで、IPP供給電力の不確実性が増加した場合、電気事業者はその運用時に、運転予備力を増加させるなどの二次的なコスト上昇が生じると考えられる。そこで、等価的に前述の緊急用電源の可変費 C_U^m をパラメータとして変化させ、その影響について評価する。図3から、緊急用電源コストの上昇により交渉領域は狭くなることが分かり、また図4のコストメリット和 TM の観点からは、そのコスト上昇により TM を最大化する W の値が大きくなり、IPPの不確実性を排除するように働くことがわかる。

3. IPP参入が需要家信頼度へ与える影響評価

前章では、一般需要家への供給信頼度(LOLP)が一定であるという条件のもとで、IPPと電気事業者のみの交渉モデルを考えた。その結果、売買される電力の信頼性(不確実性)は、両者のコストメリットの和が最大（総コストが最小）となるように決定できることを明らかにした。ところで、IPPと電気事業者に加え、一般需要家をも考慮した市場モデルにおいては、売買電力の信頼性は、同様に3者の総コストが最小となるよう決定できると考えられる。本章では、一般需要家のコストとして、供給信頼度に依存する停電コストを用いることとし、IPPの参入によって、望ましい供給信頼度がどのように変化するかについて評価する。

〈3・1〉 サービス価値基準による供給信頼度の決定⁽¹¹⁾

IPPの不確実性が需要家に対して与える影響を評価するために、図5に示すサービス価値基準の概念を採用する。これは、(10)式で定義される社会コストを最小化することにより、望ましい信頼度を決定する考え方、最適性条件は(11)式のようなになる。但し、 R は信頼度を表す変数である。

図3 交渉領域とNash交渉解
Fig.3 Negotiation domain and Nash bargaining solution.

図4 コストメリット和
Fig.4 Summation of Cost merits.

図5 サービス価値基準の概念図
Fig.5 Concept of Value of Service.

$$\text{社会コスト} SC = \text{供給コスト} + \text{停電コスト} \quad (10)$$

$$\frac{\partial(\text{供給コスト})}{\partial R} = -\frac{\partial(\text{停電コスト})}{\partial R} \quad (11)$$

〈3・2〉 IPP参入前の電力システムにおける社会コスト

一般需要家も考慮した市場モデルを考えるため、一般需要の負荷も確率変数としてモデル化する。IPP参入前の電力供給形態としては、2章で述べた交渉決裂時を考えればよい。従って、大口需要家の自家発電設備量 A_1 を越える負荷は、電気事業者から供給されることになり、電気事業者が担う実際の負荷 Z_1 および、その確率密度関数 $q(Z_1)$ は次のように表される^(1・2)。

$$Z_1 = \begin{cases} D_1 + (D_2 - A_1) & (D_2 > A_1) \\ D_1 & (D_2 < A_1) \end{cases} \quad (12)$$

$$q(Z_1) = \int_0^{A_1} f_2(Z_1, D_2) dD_2 + \int_{A_1}^{\infty} f_2(Z_1 - (D_2 - A_1), D_2) dD_2 \quad (13)$$

但し、 $f_2(D_1, D_2)$: D_1, D_2 の 2 次元正規分布の確率密度関数

従って、電気事業者の供給コスト C_U および自家発（大口需要家）の供給コスト C_N は、次式のように表される。

$$C_U(A_1, B_1) = B_1 C_f + TC_U \left(\int_0^{B_1} Z_1 q(Z_1) dZ_1 + B_1 \int_{B_1}^{\infty} q(Z_1) dZ_1 \right) \quad (14)$$

$$C_N(A_1) = A_1 C_{f2} + TC_{f2} \left(\int_0^{A_1} D_2 f(D_2) dD_2 + A_1 \int_{A_1}^{\infty} f(D_2) dD_2 \right) \quad (15)$$

また、一般需要家の停電コスト C_D は不足電力量の期待値（EUE）と停電単価 α [¥/kWh]の積として次式のように表すものとする。

$$C_D(A_1, B_1) = \alpha T \int_{B_1}^{\infty} (Z_1 - B_1) q(Z_1) dZ_1 \quad (16)$$

なお、(10)式の社会コストを求めるとき、料金に関する項は相殺されるため、3者のコストは純粋な発電コストにより構成される。結局、社会コスト SC_1 は次式のように表され、大口需要家の自家発電設備量 A_1 および電気事業者の設備量 B_1 を变量として最小化する。

$$SC_1(A_1, B_1) = C_U(A_1, B_1) + C_N(A_1) + C_D(A_1, B_1) \quad (17)$$

〈3・3〉 IPP参入後の電力システムにおける社会コスト

IPP参入後の電力供給形態としては、2章の交渉成立時の形態によって記述することができる。但し、変数 W をIPPが自律的に決定するのではなく、社会コストを最小化するための決定変数とする必要がある。電気事業者の供給負荷 Z_2 および、その確率密度関数 $q(Z_2)$ は次のように表される。

$$Z_2 = \begin{cases} D_1 - (A - D_2) & (D_2 > W) \\ D_1 - (A - W) & (D_2 < W) \end{cases} \quad (18)$$

$$q(Z_2) = \int_0^W f_2(Z_2 + A - W, D_2) dD_2 + \int_W^{\infty} f_2(Z_2 + A - D_2, D_2) dD_2 \quad (19)$$

上記の変数および電気事業者の設備量 B_2 を用いて、電気事業者およびIPPの供給コスト C_U 、 C_{IPP} 、一般需要家の停電コスト C_D は、次式のように表すことができる。なお、IPP参入前のケースと同様に、料金に関する項は省略する。

$$C_U(W, B_2) = B_2 C_f + TC_U \left(\int_0^{B_2} Z_2 q(Z_2) dZ_2 + B_2 \int_{B_2}^{\infty} q(Z_2) dZ_2 \right) \quad (20)$$

$$C_{IPP}(W) = AC_{f2} + TC_{f2} \left((A - W) \int_0^W f(D_2) dD_2 + \int_0^W D_2 f(D_2) dD_2 + A \int_W^{\infty} f(D_2) dD_2 \right) \quad (21)$$

$$C_D(W, B_2) = \alpha T \int_{B_2}^{\infty} (Z_2 - B_2) q(Z_2) dZ_2 \quad (22)$$

従って、社会コスト SC_2 は次式のようになる。

$$SC_2(W, B_2) = C_U(W, B_2) + C_{IPP}(W) + C_D(W, B_2) \quad (23)$$

〈3・4〉 数値計算例 (17)式及び(23)式の最適化計算結果を表1に示す。ただし、付表1、2に示す試算データを用いて、それぞれの決定変数 A_1 と B_1 及び W と B_2 の全数探索を行い、社会コストの最小点を算出した。ここで、需要家停電単価は700[¥/kWh]と仮定し、一般需要と大口需要間の不等時性の影響を評価するため、2次元正規分布の相関係数をパラメータとして用いた。また表2は、両需要が無相関の時のIPP参入前後における信頼度基準値を満たす最小供給コストを示している。IPP参入前と比べ参入後の方が、サービス価値基準に基づく最適供給信頼度は低下する。この理由としては、停電コストをEUEの線形関数としてモデル化しているため、(11)式の限界停電コストはIPP参入の前後で常に停電単価 α [¥/kWh]に等しい。しかし、表2に示す結果より供給コストカーブは図6のように変化していると考えられ、(11)式の限界コスト均等化条件を満たすように最適な供給信頼度は低下することになる。また、表1より大口需要家と一般需要家の負荷の間の相関が大きくな

表1 最適供給信頼度(EUE)の変化
Table 1 Variation of optimum reliability (EUE).

相関係数	最適EUE値[MW]		EUEの差 [MW]	最適W値 [MW]
	IPP参入後	IPP参入前		
0.0	0.6380	0.6277	0.0103	180
0.3	0.6470	0.6331	0.0139	183
0.6	0.6669	0.6424	0.0245	187
0.9	0.6904	0.6626	0.0278	191

るにつれて、変数Wの値は大きくなり、さらにIPP導入による供給信頼度の低下分も大きくなることがわかる。

表2 供給コストカーブの変化
Table 2 Variation of supply cost curve.

信頼度基準値 EUE[MW]	最小供給コスト[×10 円]		
	IPP参入前	IPP参入後	差
1.5	23712	23061	651
1.0	23881	23232	649
0.5	24152	23507	645
0.1	24701	24079	626

図6 供給コストカーブ変化の概念図
Fig.6 Concept of supply cost curve variation.

4. 需要家信頼度がIPP参入量に与える影響

前章の解析で、IPPの参入は社会コスト最小化の観点に基づく、系統全体の信頼度をある程度低下させる可能性があることを明らかにした。従って、信頼度を現状のレベルに維持する必要がある場合には、IPPの参入量は抑制されることになる。ところで、需要家の要求する電力の品質は、本来多様であり、コストとの兼ね合いによって決まる適当な信頼度レベルが各需要家毎に存在するものと考えられる。こうした信頼度への多様な要求を考慮すると、IPPの参入可能性が大きく広がるものと考えられ、本章では、同様に社会コスト最小化の観点に基づいて、IPPの参入可能性を評価する。

<4・1> IPP参入可能性評価のための大口需要家モデル

IPPの参入可能性を評価するために、図7に示すように大口需要家が可変費4.0～7.9[¥/kWh]まで0.1[¥/kWh]毎に分布しているとする⁽¹¹⁾。従って、電気事業者から提示された買い取り価格でコストメリットの存在する大口需要家のみがIPPとして電力供給することになる。すなわち、IPPとなるための限界の可変費が存在し、この限界可変費を用いて、大口需要家集合LはIPPとならない集合LaとIPPとなる集合Lbに分けることができる。限界可変費の値が大きいほど、多くのIPPに参入の機会があることになり、参入可能性は高いものとして評価できる。また、大口需要家の設備量は2章と同様に、交渉決裂後（IPPとならない部分）は、設備量を最適に縮小できるものとする。ここで単純の

ため、可変費の異なる大口需要家の自社需要間における相関係数を1.0とすると、それぞれ等価的な一つの需要D_{2a}、D_{2b}にまとめることができ、その確率変数は次式に示す正規分布N(μ_{D_{2a}}, σ_{D_{2a}}²)及びN(μ_{D_{2b}}, σ_{D_{2b}}²)に、それぞれ従うことになる。

$$\left. \begin{aligned} \mu_{D_{2a}} &= \sum_{i \in L_a} \mu_{D_{2i}} \cdot \sigma_{D_{2a}} = \sum_{i \in L_a} \sigma_{D_{2i}} \\ \mu_{D_{2b}} &= \sum_{i \in L_b} \mu_{D_{2i}} \cdot \sigma_{D_{2b}} = \sum_{i \in L_b} \sigma_{D_{2i}} \end{aligned} \right\} \quad (24)$$

さらに、上述の等価需要に対する等価設備量についても、次式を用いて求めることができる。

$$A_T = \sum_{i \in L_b} A_i \quad A_{1T} = \sum_{i \in L_a} A_{1i} \quad (25)$$

また変数Wについても、現在の日本の入札制度では全てのIPPに対して同一信頼度を要求していることを考慮し、次式を用いて等価需要D_{2b}に対する変数Wを定義する。

$$W_T = \sum_{i \in L_b} W_i \quad (26)$$

図7 IPP（大口需要家）集合のモデル化
Fig.7 Modeling of IPP set.

<4・2> 買い取り価格を既知とした限界可変費の決定

IPPおよび大口需要家のコスト関数は、それぞれ(1)(2)式で表される。従って、買い取り価格P₂[¥/kWh]、電気料金P₁[¥/kWh]が既知の場合、限界可変費C_{v2}^mは次式を満たす可変費となる。

$$C_2(P_2, C_{T2}^m) = C_2^m(P_1, C_{T2}^m) \quad (27)$$

<4・3> 限界可変費を既知とした買い取り価格の決定

次に、限界可変費すなわちIPP参入量を既知とした場合の電気事業者の買い取り価格の算出について述べる。本節での買い取り価格は、2章のように交渉ではなくIPPにとって最もメリットの大きい回避可能原価に基づいて決定されるとする。ここで、回避可能原価とはIPPが参入することによる電気事業者側の回避コストをIPP供給電力量で割ることにより算出される。

まず、IPP供給力を考慮せず電気事業者が供給しなければ

ばならない負荷 Y_1 およびその確率密度関数 $g(Y_1)$ を求める。
この負荷 Z を電気事業者のみが供給する場合のコスト C_U^n は(30)式を用いて求めることができる。

$$Y_1 = \begin{cases} D_1 + (D_{2a} - A_{1T}) & (D_{2a} > A_{1T}) \\ D_1 & (D_{2a} < A_{1T}) \end{cases} \quad (28)$$

$$g(Y_1) = \int_{A_{1T}}^{\infty} f_2(Y_1 + A_{1T} - D_{2a}, D_{2a}) dD_{2a} + \int_0^{A_{1T}} f_2(Y_1, D_{2a}) dD_{2a} \quad (29)$$

この負荷 Z を電気事業者のみが供給する場合のコスト C_U^n は(30)式を用いて求めることができる。但し、電気事業者の設備量 B は、(31)式のLOLP基準値に基づき決定する。

$$C_U^n = \text{固定費} + \text{可変費} \\ = BC_f + TC_V \left(\int_0^B g(Y_1) dY_1 + B \int_B^{\infty} g(Y_1) dY_1 \right) \quad (30)$$

$$\text{LOLP基準値} > \int_B^{\infty} g(Y_1) dY_1 \quad (31)$$

次に、前述の負荷 Y_1 をIPPと共に供給する場合の電気事業者の負荷 Y_2 およびその確率密度関数 $g(Y_2)$ は、負荷 Y_1 のうちIPPが供給できない部分に相当するので以下のように表すことができる。

$$Y_2 = \begin{cases} D_1 - (A_T - W_T) & (D_{2a} < A_{1T} \text{ \& \> } D_{2b} < W_T) \\ D_1 - (A_T - D_{2b}) & (D_{2a} < A_{1T} \text{ \& \> } D_{2b} > W_T) \\ D_1 + (D_{2a} - A_{1T}) - (A_T - W_T) & (D_{2a} > A_{1T} \text{ \& \> } D_{2b} < W_T) \\ D_1 + (D_{2a} - A_{1T}) - (A_T - D_{2b}) & (D_{2a} > A_{1T} \text{ \& \> } D_{2b} > W_T) \end{cases} \quad (32)$$

$$g(Y_2) = \int_0^{W_T} \int_0^{A_{1T}} f_3(Y_2 + (A_T - W_T), D_{2a}, D_{2b}) dD_{2a} dD_{2b} + \int_{W_T}^{\infty} \int_0^{A_{1T}} f_3(Y_2 + (A_T - D_{2b}), D_{2a}, D_{2b}) dD_{2a} dD_{2b} + \int_0^{W_T} \int_{A_{1T}}^{\infty} f_3(Y_2 - (D_{2a} - A_{1T}) + (A_T - W_T), D_{2a}, D_{2b}) dD_{2a} dD_{2b} + \int_{W_T}^{\infty} \int_{A_{1T}}^{\infty} f_3(Y_2 - (D_{2a} - A_{1T}) + (A_T - D_{2b}), D_{2a}, D_{2b}) dD_{2a} dD_{2b} \quad (33)$$

ここで、 $f_3(D_1, D_{2a}, D_{2b})$: D_1, D_{2a}, D_{2b} の3次元正規分布の確率密度関数

従って、IPPからの供給電力が存在する場合の電気事業者の供給コスト C_U' は、次式のように求めることができる。

$$C_U' = \text{固定費} + \text{可変費} \\ = BC_f + TC_V \left(\int_0^B g(Y_2) dY_2 + B \int_B^{\infty} g(Y_2) dY_2 \right) \quad (34)$$

但し、設備量 B は、IPP供給電力を考慮しない場合と同様

に、次式のLOLP基準値に基づき決定する。

$$\text{LOLP基準値} > \int_B^{\infty} g(Y_2) dY_2 \quad (35)$$

従って、電気事業者がIPPに対して提示する買い取り価格(回避可能原価) P_2 は、次式を用いて決定することができる。

$$P_2(C_{V2}^m) = \frac{\text{IPP参入に伴うコスト減少分}}{\text{IPP供給電力量}} \\ = \frac{C_U^n - C_U'(C_{V2}^m)}{T \left(A_T - W_T - \int_{W_T}^{\infty} D_{2b} f(D_{2b}) dD_{2b} \right)} \quad (36)$$

<4・4> IPP参入可能性評価アルゴリズム⁽¹³⁾ 図8に提案するIPP参入可能性評価手法を示す。前述の<4・2>限界可変費の決定(図8の⑩)と<4・3>買い取り価格の決定(⑨)は、相互に影響するため反復計算を行い、収束点を求めている(③~⑫)。なお、その際、電気料金 P_1 および設備量 A_1 についても、原価主義制約に基づき決定されるとしているため、<2・3>節と同様に反復計算を行っている(④~⑧)。さらに、需要家の要求する信頼度レベルの変化を、需要家停電単価[¥/kWh]の変化としてモデル化し、サービス価値基準を用いて(31)(35)式におけるLOLP基準値を決定する(②~⑬)。すなわち、3章における大口需要家とIPPが共存する電力システムを考え、LOLP基準値を変化させながら、社会コスト最小点におけるIPP参入量を決定する。以上の計算を、停電単価の値を変化させながら実行し、停電単価の変化がIPP参入量へ与える影響を評価する。

図8 IPP参入量評価手順
Fig. 8 A procedure of IPP to be introduced.

＜4・5＞ 数値計算例 付表 1、2 に示す試算データを用いて行った試算結果を図 9 および表 3 に示す。ただし、大口需要家集合のデータとして、表 4 に示すデータを用いた。

図 9 より IPP 内自社需要と一般需要が正の相関を有する場合、需要家停電単価の上昇に従い、IPP 参入量が抑制されている。つまり、IPP 供給電力の不確実性が発電設備自身の故障に起因する場合、一般需要の変動とは独立に発生すると考えられるため、停電単価の変化は IPP の参入量へ影響しない。しかし、IPP の不確実性が自社需要への優先供給に起因する場合には、両需要間には少なからず正の相関が存在すると考えられるため、停電単価の上昇により IPP 参入量は抑制されるといえる。また、同一の停電単価において相関係数が小さくなると電気事業者は効率的な設備構成とすることができると回避可能原価が上昇し、IPP の参入量を促進する効果があることがわかる。表 3 は、IPP 参入量が変化できる場合の社会コスト最小化に基づく信頼度レベルであり、表 1 と同様に相関係数が大きくなるにつれ信頼度が低下することを表している。

図 9 IPP 参入量の変化。

Fig. 9 Change of the amount of IPP to be introduced amount.

表 3 信頼度レベルの変化
Table 3 Change of the reliability level.

停電単価 [¥/kWh]	不足電力量の期待値[MW]			
	$\rho=0.0$	$\rho=0.3$	$\rho=0.6$	$\rho=0.9$
300	1.839	1.901	1.975	2.033
700	0.582	0.605	0.623	0.637
1500	0.276	0.284	0.297	0.304
3000	0.130	0.132	0.136	0.139

ρ : 相関係数

表 4 大口需要家集合の試算データ
Table 4 Data for large customer set.

固定費	40000[¥/kW]
可変費	4.0～7.9[¥/kWh] (0.1[¥/kWh]刻み)
設備量 A_i	10[MW]
自社需要 $D2_i$	正規分布 $N(5,1^2)$ [MW]
変数 W_i	5[MW]

5. まとめ

本論文では、電気事業者が IPP の供給電力を買い取る制度において、IPP 供給電力の不確実性が与える様々な影響を、それぞれの適切なモデル化に基づき評価する手法を提案した。これらの提案手法をモデル系統に適用した結果、次のことが明らかとなった。

- (1) 買い取り価格の交渉領域は不確実性により影響を受ける。
- (2) 不確実性の度合いは、メリット最大化に基づき決定できる。
- (3) IPP の不確実性は、社会コスト最小化に基づき決定される一般需要家の供給信頼度を低下させる。
- (4) IPP の不確実性が一般需要の変動と相関を持つ場合、需要家停電単価の低下により、IPP の参入量が増加する。

ただし、上記の結果 (4) は、IPP を含む場合だけでなく、IPP を含まないこれまでの電力システムにおける電気事業者側電源の経済性と信頼度の関係でも、同様な結論を得ることができる。しかしながら、一般に、IPP は電気事業者の直接管理下でない電源として不確実性がより大きいものと考えられるため、需要家停電単価の影響をより強く受けることになる。

現在の日本の入札制度における不確実性に対する扱い方 (全ての IPP に対して出力変動率を数%以内) は、制度発足後間もないということもあり、ある程度政策的に決定されている感が否めない。今後は、その不確実性が与える様々な影響を詳細に検討した上で、社会全体にとって適切なルールづくりを行う必要がある。本論文での提案手法は、そのようなルールの設計を行う際に、基礎的ツールとなるものと考えている。

なお、今回用いたモデルは IPP 供給電力の不確実性およびその系統負荷との相関の影響を明確にするため、基礎的なモデルに基づき検討を行った。今後はさらに、多時間帯モデルへの拡張、および IPP 内自社需要に予測誤差が存在し、自社需要を抑制させるケースについて検討を加えたいと考えている。

最後に、本研究を行うにあたり終始御指導いただいた本学大学院工学研究科 田中 英一助手、ならびに本論文作成にあたり有益な御助言をいただいた本学大学院工学研究科 博士後期課程 三島 裕樹氏 に深謝申し上げます。

(平成 9 年 6 月 30 日受付、同 9 年 11 月 13 日再受付)

文 献

- (1) 矢島正之：「電力市場の自由化と将来展望」電学誌、115 巻、11 号、pp.717-720 (平 7)
- (2) 浅野浩志：「電力自由市場化での需給マネジメントのモデル化」電学論 B、115 巻、3 号、pp.207-210 (平 7)
- (3) 浅野、桑畑：「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 巻、7 号、pp.713-719 (平 5)

- (4)「特集：新しい電力輸送・供給システム」電学論B、117巻、1号、pp.1-67（平9）
- (5)「虎視眈々と電力市場への進出狙う産業界」エネルギーフォーラム、11月号、pp.65-69、1993年、電力新報社
- (6)「新しい分散型電源の導入技術に関する米国調査報告書」電気学会燃料電池分散配置技術調査専門委員会他、平成9年4月
- (7)R.Billinton,S.Adzanu："Adequacy and reliability cost/worth implications of nonutility generation", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol.143, No.1, Jan., 1996
- (8)A.K.David："Risk modelling in energy contracts between host utility and BOT plant investors", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol.11, No.2, June 1996
- (9)鈴木光男：「ゲーム理論入門」共立出版（昭56）
- (10)重次、茅：「自家発電を考慮した電力時間帯別料金」電学論B、114巻、10号、pp.207-210（平4）
- (11)松川 勇：「負荷遮断料金によるデマンドサイド・マネジメント」エネルギー・資源 Vol. 14, No.6, pp.530-535（平5）
- (12)秋澤、浅野、茅：「コジェネ分散型電源の導入比率の分析－発電効率の与える影響－」電気学会電力技術研究会資料PE-94-21（平6）
- (13)杉原、北、西谷、長谷川：「電力系統におけるIPPの導入評価に関する検討」電気学会電力技術研究会資料、PE-96-54（平8）

付表1 各種電源コストデータ
App. table 1 Cost data of power source.

	電気事業者		IPP (自家発)
	平常用	緊急用	
固定費[¥/kW·yr]	40000	20000	40000
可変費[¥/kWh]	7	14	4

付表2 需要量および設備量データ
App. table 2 Demand and generation capacity of each customers.

	一般需要	大口需要
需要D平均値[MW]	2000	150
需要D分散[MW ²]	300 ²	30 ²
設備量[MW]	*	300

*：計算の結果決定される

杉原 英治（学生員）1972年8月29日生。95年3月大阪府立大学工学部電気工学科卒業。97年3月北海道大学大学院工学研究科システム情報工学専攻修士課程修了。同年4月同大学大学院博士後期課程へ進学、現在に至る。主として、電力システムの信頼度評価に関する研究に従事。日本OR学会会員

北 裕幸（正員）1963年5月7日生。88年3月北海道大学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程修了。89年4月同大学工学部電気工学科助手、95年4月同大学大学院工学研究科システム情報工学専攻助教授となり、現在に至る。博士（工学）。主として電力システムの計画・運用・制御に関する研究に従事。日本OR学会会員。

西谷 健一（正員）1947年2月11日生。69年3月北海道大学理学部物理学卒業。同年4月同大学工学部電気工学科助手、同助教授を経て、91年4月北海道工業大学電気工学科教授、現在に至る。電力系統工学、特に電力系統状態推定、解析及び運用・計画に関する研究に従事。工学博士。システム制御情報学会会員。

長谷川 淳（正員）1943年12月13日生。71年3月北海道大学大学院工学研究科電気工学専攻博士課程修了。同年4月同大学工学部講師、同助教授を経て、85年4月同教授。95年4月改組により、同大学大学院工学研究科システム情報工学専攻電磁エネルギーシステム工学講座担当となり、現在に至る。主として、電力システムの計画・運用・制御・解析、およびエネルギー貯蔵に関する研究に従事。工学博士。IEEE、日本OR学会、照明学会、エネルギー・資源学会、低温工学協会会員。