

# 電力自由化後の最適電力供給体制に関する 混合型整数計画モデル分析

水野 和彦, 大山 達雄

## 1. はじめに

わが国の電力供給体制は1951年に確立された“10電力体制”に基づき、総電力量の大部分を供給する10の一般電気事業者と電源開発、日本原子力発電、公営発電事業者を含めた卸電気事業者によって保持されてきた。この現行体制により、一般電気事業者は安定的な経営環境の下で、オプションバリューの高い発送電設備の大規模化・大容量化、低環境負荷の発電設備構築、環境技術開発に対して積極的に設備投資を行うことが可能となり、さらに発送配電の垂直統合は電力供給システム全体の効率的な投資計画、設備運用に大きく貢献した。また、エネルギー小国であるわが国にとってエネルギーセキュリティの確保は至上命題であるが、10電力体制の下で、燃料調達先の分散化、電源の多様化などの政府政策を円滑に反映することが可能となったといえる。

しかしながら、近年では、国内外の急速なグローバル化の進展を背景とした電気料金の内外価格差に対する関心の増大等から、電気事業に対する社会的要請は、従来の安定、高品質から経済性重視に変化しつつある。また、コジェネレーション、新エネルギー等の分散型電源の普及、遊休自家発電設備の有効活用など、発電分野への潜在的参入ニーズの顕在化、料金メニューに対する消費者ニーズの多様化など、現行体制の枠組みのままでは対応が困難な社会的要請も高まりつつある。また、経済の基本潮流としての規制緩和の中で、電気事業にも世界的に競争が導入されるようになり、先行して実施している欧米では電気事業

再編、発電事業への競争導入により効率性、サービス向上において一定の効果が確認されている。電力市場の自由化のきっかけは、米国における1978年のPURPA (Public Utilities Regulatory Policies Act) 法である。このPURPA法は本来、省資源・効率的発電の促進を目的としていたが、独立系発電事業者 (Independent Power Producers: 以下IPP) の市場参加をもたらし、結果的に市場自由化の扉を開いた。

わが国における電気事業の規制緩和の進展は、1983年の行革審による金融・エネルギー・流通・通信などへの規制緩和、制度見直しの提言が発端となった。これを受け、1995年には電気事業法が改正され、“新規電源調達の競争入札を通じた競争原理の導入 (電力卸入札制度)”, “料金制度の一部届出制導入”等が図られた。さらに1997年には、“2001年までに国際的に遜色のないコスト水準”を達成すべく、電気事業審議会基本政策部会において電力供給システム全般の見直し検討がスタートし、2000年3月に“使用電力2千kW以上、2万V特別高圧系統以上で受電する特別高圧需要家”を対象とした市場部分自由化を前提とした発電市場活性化が図られることになった。2003年における部分自由化の制度評価の結果によっては、より一層自由化が進展することも予想されている。

本研究では、わが国の電気事業に対する一連の規制緩和策の中で、特に1995年に導入された電力卸入札制度を取り上げ、その応札、落札結果をもとに、同制度下における最適電力供給体制のあり方を模索すると同時に、新規電源調達の競争入札を通じて電気事業の効率化促進を目指した同制度の限界と課題を把握することを目的としている。電力卸入札制度は、自由化の範囲が新規電源のみのため、規制緩和レベルとしては、2000年に導入される部分自由化と比較して限定的なものであるが、10電力体制確立後初の電力市場における競争原理導入事例であるという意義とともに、入

みずの かずひこ

中部電力

〒461-8680 名古屋市東区東新町1番地

おおやま たつお

政策研究大学院大学

〒162-8677 東京都新宿区若松町2-2

札状況に関する情報が比較的公開されており、今後の電力供給体制を予見する上で、最適なモチーフになり得ると考えたからである。また、電力自由化の初期段階にあるわが国においては、IPP 自体の供給能力としては数千万 kW あると報告されているが、自由化された電気事業を単なる遊休発電設備の有効活用のもととしてしか捉えていない IPP も少なくない。そのため、電気事業審議会における議論においても、2000 年の部分自由化により需要家獲得のため本格的に営業活動する IPP の規模は非常に不透明であるとも報告されている。以上から、規制緩和、自由化の過渡期にある現段階において、電力卸入札制度をモチーフとした定量的数理モデル分析として、混合型整数計画モデルによる分析を行う。

## 2. 電源別発電原価の推計

既設発電所の発電原価推定には、経費情報、算定基準の情報源として電力 9 社の平成 9 年度有価証券報告書を用いる。目標年の設定については、平成 15 年度(2003 年)から 15 年間電力を供給すると仮定し、その期間の総経費、均等化年経費を、固定費、可変費別に推定する。利用率の設定については、上記の均等化年経費をもとに、基準利用率 20%、50%、80%における kWh 当りの発電原価を算出する。各発電所の耐用年数については、火力電源の法定耐用年数から 15 年、原子力は IEA の報告書等から 16 年とする。基準割引率は平成 9 年度入札実施要綱から 5.25%を用いる。

入札実施要綱に従い、各燃料のエスカレーション率を、石炭は 0.8%、ガスは 2.0%、石油は 3.0%とする。混焼の発電所については、簡略化のため主たる燃料種のエスカレーション率を用いる。平成 9 年度燃料費の推定については、燃料使用実績に基づき、有価証券報告書の燃料費を各発電所に配分し、エスカレーション率を用いて 2003 年から 2017 年までの年間燃料費を算出する。さらに現在価格に割引いた後、総計値を資本回収係数により 15 年間に均等配分する。また、発電所の特性を把握するため、kWh 当りの燃料費の推定に際しては、各火力発電所を燃料種・平均出力(平均単機容量)によって 10 タイプに分類する。近年の発電ユニットの大容量化が熱効率向上と比例関係にあると仮定すると、平均出力が大きいほど当該発電所全体の熱効率は高く、燃料費が安価になると想定される。発電所の分類を示す表 1 において、L、M、S は

それぞれ設備容量が大、中、小であることを表す。また LNG-C は LNG コンバインドサイクル方式を表す。

kWh 当りの燃料費の推計方法は、表 1 の同一カテゴリーに属する発電所の平成 9 年度発生電力量と均等化燃料費の関係の線形近似に基づく。ウラン燃料など原子力発電の燃料費は不変と仮定すると表 2 が得られる。表 2 において平均出力別をみると、平均出力が大きいほど(大容量になるほど) kWh 当り燃料費が安価になる傾向が見受けられる一方で、kWh 当り燃料費に明確な差異が見られない部分もある。これは表 2 のデータには各発電所の運用方法(利用率)が含まれていないことによる。すなわち、大容量ユニットでも利用率の低い領域で運転を継続すると効率が低下するため、kWh 当りの燃料費が上昇する。原子力発電の燃料費の推定にあたっては、ユニット毎の電力量に基づく推計を行った。

各経費項目に対応するエスカレーション率は、一人

表 1 発電所の分類

分類	燃料種	平均出力(万 kW)
Coal-S	石炭	25 以下
Coal-M	石炭	25 以上 50 未満
Coal-L	石炭	50 以上
Oil-S	石油	25 以下
Oil-M	石油	25 以上 50 未満
Oil-L	石油	50 以上
LNG-S	LNG	25 以下
LNG-M	LNG	25 以上 50 未満
LNG-L	LNG	50 以上
LNG-C	LNG	—
Nuclear	原子力	—
Hydro	水力	—

表 2 発電所分類別燃料費

分類	平均燃料費	$R^2$
Coal-S	2.73(8)	0.7093
Coal-M	2.16(5)	0.8044
Coal-L	1.91(4)	0.9898
Oil-S	6.96(15)	0.8639
Oil-M	5.67(24)	0.9227
Oil-L	5.79(8)	0.9961
LNG-S	4.48(5)	0.9820
LNG-M	4.48(5)	0.9659
LNG-L	4.30(8)	0.9759
LNG-C	3.64(7)	0.9952
Nuclear	0.66(48)	0.9563

(単位：円/kWh, () 内はサンプル数)

当り雇用者所得上昇率を0.032, 卸売物価上昇率を-0.004, 消費者物価上昇率を0.021とした。なお, 2003~2017年に対する設備投資計画と規模については, 平成9年度の推定簿価に対して毎年5%ずつ資産が増加すると仮定した。

各発電所における経費配分額の推定方法としては, 電力各社の有価証券報告書に示される各経費項目と電力会社全体の総出力あるいは発生電力量との関係から, 相関の良好な方を経費配分の基準として用い, 発電所別に経費を振り分けることを試みた。減価償却費については, 各発電所の出力と運転開始後の経過年数を用いて算出した合成量に基づいて推定を行った。合成量の作成にあたっては, 合成量と電力会社の有価証券報告書に記載された減価償却費との相関ができるだけ高くなるよう試み, これらの間の相関係数は0.9416となり, 十分高いことが確認された。

上記により算定された各経費の均等化については, 前述のエスカレーション率を用いて, 2003年から2017年までの年度毎の経費を算出し, それぞれ現価に割引いた後, その和を資本回収係数により, 15年間で均等化する。利用率毎の固定費の算定にあたっては, 上記の検討で得られた均等化固定費を発電所群に類別化し, 合計固定費を求め, 発電所群の利用率別発生電力量で除したものをkWh当り固定費とした。算定結果を表3と図1に示す。

図1によると, 資本費の割合が高い石炭火力, 原子力は利用率の低下によって発電原価が大幅に上昇する。逆に, 燃料費の割合が高い石油火力, LNG火力は, 他電源に比べてkW当りの資本費が安価であるため,

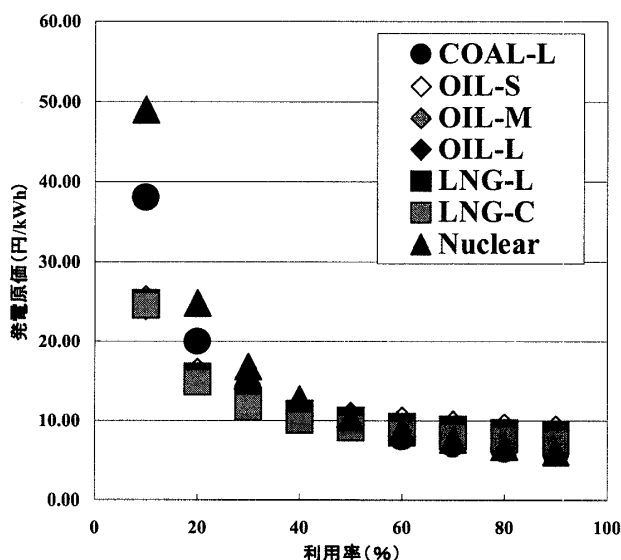


図1 発電所分類別の発電原価 (円/kWh)

利用率の低い領域で相対的に発電原価は安価となる。この傾向は既往の研究報告と概ね合致する。特にコンバインドサイクル方式のLNG火力(LNG-C)は, 発電端熱効率で48% (従来方式で40%台) という高効率な発電特性から, 燃料費の比重が軽減され, 燃料源が高価であるにもかかわらず, ベース火力として運用可能な発電原価水準となっていることがわかる。

平成8,9年度に実施された入札の結果として, 各落札者に関する発電設備の燃料種, 設備規模, 運用領域(利用率60~100%のベース領域, 30~60%のミドル領域, 30%以下のピーク領域), 上限価格, 落札価格の乖離率が公表されている。本研究では, 落札者の設備運用領域が異なる場合は, 運用領域別落札価格比はそれぞれの領域での上限価格比に対応していると仮定し, 推計された燃料種ごとの落札価格と設備利用率との間の関係を求め, 以下の推計式に基づいて利用率に基づく発電原価を推定した。

$$y = ax^b$$

y: 発電原価 (円/kWh)

x: 利用率 (%)

a, b: パラメタ

このようにして得られたIPP発電原価の推定結果を表4に示す。

平成10年度から平成15年度までに建設される電力9社の新規電源の発電原価は, 平成9年度に実施された卸供給入札の上限価格をもとに推計する。新規電源の運転開始時期はすべて2003年と仮定する。設備利用率を70%とすると, 平成8,9年度の入札上限価格

表3 発電経費算定結果

分類	設備容量	均等化固定費	燃料費
Coal-L	2.1	66,386	1.91
Oil-S	0.156	2,501	6.96
Oil-M	4.785	78,501	5.67
Oil-L	2.4	40,186	5.79
LNG-L	5.674	92,675	4.30
LNG-C	5.92	100,085	3.64
Nuclear	3.617	153,161	0.66

(容量:10<sup>6</sup>kW, 固定費:百万円/年, 燃料費:円/kWh)

表4 IPP発電原価関数の推定結果

発電分類	a	b	R <sup>2</sup>	データ数
IPP-Coal	185.88	-0.7584	0.8547	5
IPP-Oil	204.32	-0.7771	0.9481	8
IPP-LNG	221.19	-0.8128	0.9498	4

表5 新規電源の発電原側推定結果

分類	出力別	設備容量 (10 <sup>3</sup> kW)	燃料費 (円/kWh)	均等化固定費 (百万円)
新設石炭	50万kW超	2,000	1.91	95,548
新設LNG	コンバインドサイクル	1,842	3.64	59,268

はそれぞれ9.5円/kWh, 9.7円/kWhである。また設備利用率50%に対してはいずれも12.6円/kWh, そして30%に対しては平成9年度に対して18.8円/kWhである。これらの上限価格から同一分類の既設発電所の燃料費を差し引いたものを発電原価に占める固定費とし、出力と設定した利用率から逆算して当該新設発電所の総固定費とすると、推定結果は表5のように得られる。

### 3. 電力設備最適運用のための混合型整数計画モデル分析

#### 3.1 モデルの概要

電力卸入札制度の導入により、電力各社はIPP発電設備の入札量を適切に設定しつつ、落札したIPP電源と自社電源の運用を最適化する必要がある。発電設備運用計画最適化モデルは、「近似的に与えられる負荷持続曲線 (Load Duration Curve: 年間8760時間ごとの発電端電力需要量を降順に並べ替えたもの、以下、LDC)」に基づく電力需要に対応して、入札募集量の範囲内のIPP電源と自社設備の運用を総発電経費最小化操作に基づいて決定することを目的とする混合型整数計画モデルである。本モデルを解くことにより、目標年度における全ての電力設備の最適運用形態が得られ、また、感度分析によりIPPの最適募集量の推定も可能となる。本モデルを既設電源、新設電源、IPP電源の最適運用計画策定問題に適用することができる。なお、近似的に与えられるLDC (以下、近似LDC) は、LDC (図2参照) において、利用率30%、60%に相当する運用時間としての2628時間、5256時間に対応して分割した3つの領域を近似LDC領域 (図3参照) とする。

発電設備の集合及び近似LDC領域を表6a~6cのように定義する。

#### 3.2 モデルの構造

##### (1) 決定変数

- $x_{ik}$ : 発電設備群*i*の近似LDC領域*k*における運転出力を表す連続変数,  $i \in I_1 \cup I_2, k \in K$
- $y_{jk}$ : 落札IPP発電ユニット*j*の近似LDC領域

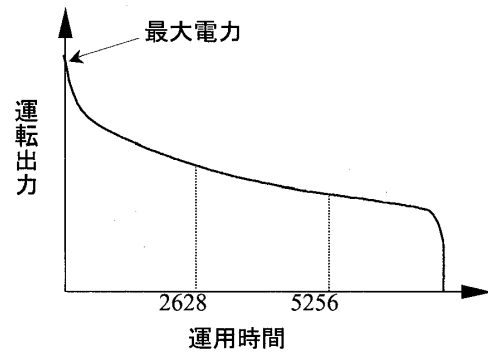


図2 LDC概念図

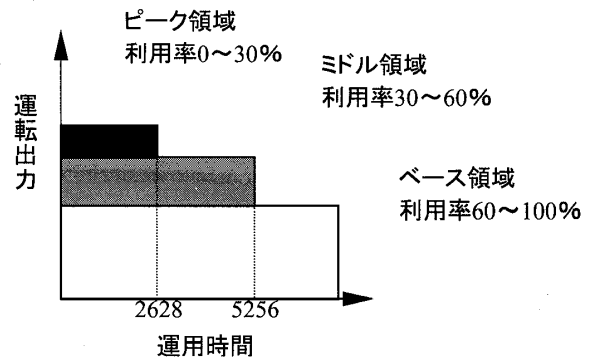


図3 近似LDC領域概念図

$k$ における運転出力を表す連続変数,  $j \in J, k \in K$

$z_j$ : 応札したIPP発電ユニット*j*の参入の可否を表す0-1型整数変数,  $z_j=1$ はユニット*j*が参入可,  $z_j=0$ はユニット*j*が参入不可であることを表す。

##### (2) 制約条件

###### i) 最大電力需要充足条件

瞬間ピーク需要 (最大電力需要) を充足可能な総設備容量を確保することを表す制約条件である。この制約条件には、外生変数である揚水発電の運転出力を加える。

$$\sum_{i \in I_1 \cup I_2} C_i + \sum_{j \in J} Y_j z_j + P \geq (1+B) D_0$$

$P$ : 揚水発電の運転出力

$B$ : 供給予備率

$D_0$ : 最大電力需要

表 6 a 発電設備の集合

集合	<i>i</i>	設備と平均出力
<i>I</i> <sub>1</sub>	1	50 万 kW 以上の既設石炭火力
	2	25 万 kW 未満の既設石油火力
	3	25~50 万 kW の既設石油火力
	4	50 万 kW 以上の既設石油火力
	5	50 万 kW 以上の既設 LNG 火力
	6	コンバインドサイクル方式の既設 LNG
	7	既設原子力
	8	既設一般水力
<i>I</i> <sub>2</sub>	9	50 万 kW 以上の新設石炭火力
	10	コンバインドサイクル方式の新設 LNG

表 6 b 発電設備の集合

集合	<i>j</i>	設備
<i>J</i>	1,2	石炭火力の IPP ユニット
	3,4,5	LNG 火力の IPP ユニット
	6,7,8,9,10	石油火力の IPP ユニット

表 6 c 近似 LDC 領域

集合	<i>k</i>	近似 LDC 領域と利用率
<i>K</i>	1	ピーク領域 (0~30%)
	2	ミドル領域 (30~60%)
	3	ベース領域 (60~100%)

*C*<sub>*i*</sub> : 発電設備群 *i* の総設備容量

*Y*<sub>*j*</sub> : IPP 発電ユニット *j* の設備容量

ii) 電力量需要充足条件

近似 LDC 領域の電力量需要を充足可能とする運転出力を確保することを表す制約条件である。

$$\sum_{i \in I_1 \cup I_2} x_{ik} + \sum_{j \in J} y_{jk} \geq \frac{D_k}{T_k} \quad k \in K$$

*D*<sub>*k*</sub> : 揚水動力補正後の近似 LDC 領域 *k* の需要量

*T*<sub>*k*</sub> : 近似 LDC 領域 *k* における想定運転時間

iii) 発電設備群別運転出力上限制約条件

各発電設備群が設備容量を上限として運転出力を設定することを表す制約条件である。

$$\sum_{k \in K} x_{ik} \leq C_i \quad i \in I_1 \cup I_2$$

iv) 一般水力発電所群の運転出力上限制約条件

一般水力発電の運用は出水状況に大きく影響される。平成 9 年度の水力発電の稼働率実績を踏まえ、一般水力発電は設備容量の 50% 以内で運転出力を設定するべく規定した制約条件である。

$$x_{83} \leq R_8 C_8$$

*R*<sub>8</sub> : 一般水力の上限設備利用可能率 (0.5)

v) IPP ユニットの運転条件 (論理制約条件)

IPP ユニットの参入可否を決定する論理制約条件である。

$$\sum_{k \in K} y_{jk} \leq Y_j z_j \quad j \in J$$

vi) 募集設備容量上限制約条件

落札した IPP 電源の設備容量が募集容量以下になることを規定する制約条件である。

$$\sum_{j \in J} Y_j z_j \leq A$$

*A* : 入札募集設備容量

(3) 目的関数

落札した IPP 電源と発電運用を行う発電設備の総経費を最小化することを目的とする。

Minimize

$$z = \sum_{k \in K} \sum_{i \in I_1 \cup I_2} E_{ik} T_k x_{ik} + \sum_{k \in K} \sum_{j \in J} F_{jk} T_k y_{jk}$$

*E*<sub>*ik*</sub> : 発電設備群 *i* の近似 LDC 領域 *k* における推定発電原価, *i* ∈ *I*<sub>1</sub> ∪ *I*<sub>2</sub>, *k* ∈ *K*

*F*<sub>*jk*</sub> : 応札した IPP 発電ユニット *j* の近似 LDC 領域 *k* における推定発電原価, *j* ∈ *J*, *k* ∈ *K*

### 3.3 入力データと前提

分析対象範囲としては、平成 9 年度の卸入札に応札した IPP の発電設備を対象とし、入札の評価方法は平成 9 年度電力入札実施要綱に従うものとする。LDC は平成 10 年度の発電端需要に基づき、ピーク (利用率 0~30%)、ミドル (利用率 30~60%)、ベース (利用率 60~100%) の 3 領域に区分したものを各領域の需要量とする。基準解分析においては、平成 10 年度から 15 年度にかけて需要量が年率 2% で増加し、かつ需要構造については平成 10 年度の構成比を維持すると仮定して各領域の需要量を算定する。IPP の設備容量は平成 9 年度の卸入札に応札した IPP の燃料種別総設備容量を件数で平均したものを各 IPP の発電ユニットの出力として用いる。

入力データ *Y*<sub>*j*</sub>, *D*<sub>*k*</sub>, *C*<sub>*i*</sub>, *E*<sub>*ik*</sub>, *F*<sub>*jk*</sub> を表 7~11 に示す。その他のパラメータとして、入札募集設備容量 *A* は 0~140 万 kW で 10 万 kW 刻みとし、供給予備率 *B* は 8%、最大電力需要 *D*<sub>0</sub> は負荷率 56% より 29,057 × 10<sup>3</sup> kW、一般水力の上限設備利用可能率 *R*<sub>8</sub> は 50%、揚水発電の運転出力 *P* は 336 万 kW とした。

基準解分析における最大電力需要と負荷率、供給予備率については、近年負荷率 (ある一定期間の平均電力をその期間内における最大電力で割った値) が改善傾向にあり、56~58% (気温補正前) で推移しているものの、需要に関しては不確定要素が多いため、供給

表7 IPPユニット別設備容量

$j$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Y_j$	92.5	92.5	146.3	146.3	146.3	140.6	140.6	140.6	140.6	140.6

(単位:  $10^3$ kW)

表8 揚水動力補正後の近似 LDC 領域別電力需要

LDC 領域	1	2	3
電力需要	5,742,868	15,655,309	116,728,727

(単位:  $10^3$ kWh)

表9 発電設備群別総設備容量

$i$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$C_i$	2,100	156	4,785	2,400	5,674	5,920	3,617	1,850	2,000	1,842

(単位:  $10^3$ kW)

表10 発電設備群別定近似発電原価

$K$	1	2	3
$E_{1k}$	19.87	9.00	6.28
$E_{2k}$	15.21	9.79	8.44
$E_{3k}$	14.40	8.84	7.44
$E_{4k}$	14.62	8.92	7.50
$E_{5k}$	13.51	7.99	6.61
$E_{6k}$	13.17	7.45	6.02
$E_{7k}$	25.34	10.53	6.83
$E_{8k}$	—	—	6.33
$E_{9k}$	22.95	12.00	8.95
$E_{10k}$	18.49	12.60	10.65

(利用率:1(20%), 2(50%), 3(80%);単位:円/kWh)

表11 応札IPP発電ユニット別推定近似発電原価

$K$	1	2	3
$F_{1k}$	19.17	9.57	6.70
$F_{2k}$	19.17	9.57	6.70
$F_{3k}$	19.38	9.20	6.28
$F_{4k}$	19.38	9.20	6.28
$F_{5k}$	19.38	9.20	6.28
$F_{6k}$	19.92	9.77	6.78
$F_{7k}$	19.92	9.77	6.78
$F_{8k}$	19.92	9.77	6.78
$F_{9k}$	19.92	9.77	6.78
$F_{10k}$	19.92	9.77	6.78

(利用率: 1(20%), 2(50%), 3(80%); 単位: 円/kWh)

開始年度の平成15年度の負荷率は現状水準と同等として56%とする。また、電力供給計画に基づいて供給開始年度付近の供給予備率を8%とする。揚水発電については、本モデル分析では外生とし、既設揚水発電を利用率5%で運用した場合の電力量をピーク需要からベース需要に転移させる。

### 3.4 最適基準解分析

最適基準解の運転出力、各発電分類の領域別運転出力は表12のように得られる。表12によると、電力卸入札による新規参入IPPの運転出力の総量は、約39万kWとなるが、募集量40万kWに満たないのは、IPPの参入可否を決める変数が整数型であることによる。募集枠が小さいため、参入したIPPの運転出力に占める割合は2%前後と微小である。落札されたIPPはLNG及び石炭火力であり、石油火力は参入で

きない。燃料種別では、石油火力の運転出力が非常に小さく、LNG火力の割合が非常に高いことがわかる。全く稼動していない余剰設備として小規模・大規模石油火力、新設の石炭火力、LNG火力電源などがある。これらの電源は運転出力としては影響しないものの、総設備容量制約条件の充足に寄与している。また表12から、石炭火力、原子力、水力、LNGコンバインド火力、落札IPPがベース領域で運転していることが分かる。特に、LNGコンバインド火力は他電源に比べて各近似LDC領域で発電原価が安価ではあるが、運転時間が最も長いベース領域での運転が電力供給システム全体として有利であることを示唆している。

図4に最適基準解の設備容量の構成比を示す。平成9年度からの設備容量の変化は、石油火力の廃止分(約82万kW)、石炭火力、コンバインドサイクル

表 12 近似 LDC 領域別の最適運転出力

設 備	既・新	設備容量 (10 <sup>3</sup> kW)	発生電力量 (10 <sup>3</sup> kWh)	ピーク (10 <sup>3</sup> kW)	ミドル (10 <sup>3</sup> kW)	ベース (10 <sup>3</sup> kW)
Coal-L	既設	2,100	18,396,000	0.0	0.0	2100.0
Oil-S	既設	156	0	0.0	0.0	0.0
Oil-M	既設	4,785	1,271,737	483.9	0.0	0.0
Oil-L	既設	2,400	0	0.0	0.0	0.0
LNG-L	既設	5,674	27,853,610	1701.3	3258.6	714.1
LNG-C	既設	5,920	51,859,200	0.0	0.0	5920.0
Nuclear	既設	3,617	31,684,920	0.0	0.0	3617.0
Hydro	既設	1,850	8,103,000	0.0	0.0	925.0
Coal-L	新設	2,000	0	0.0	0.0	0.0
LNG-C	新設	1,842	0	0.0	0.0	0.0
IPP-Coal	—	185	810,300	0.0	0.0	92.5
IPP-Oil	—	703	0	0.0	0.0	0
IPP-LNG	—	439	2,563,176	0.0	0.0	292.6

既・新は既設・新設,

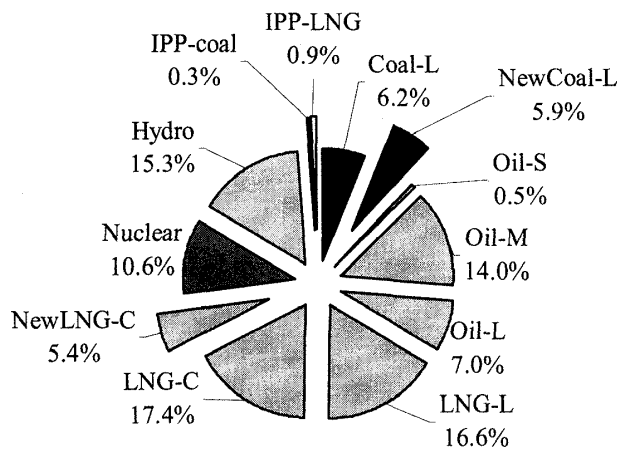


図 4 設備容量構成比 (総設備容量: 3,409 万 kW)

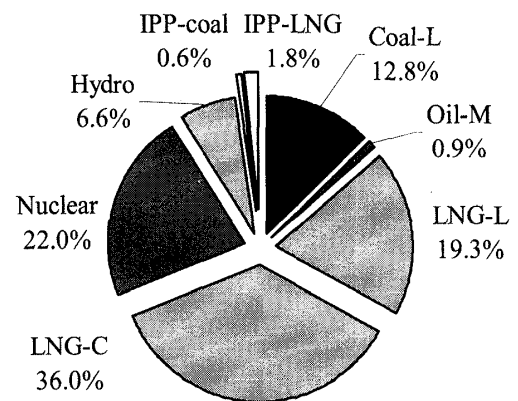


図 5 発生電力量構成比 (総発生電力量: 1,440 億 kWh)

LNG 火力の新増設分 (それぞれ約 200 万 kW, 184 万 kW) であり, 入札の結果, IPP が約 39 万 kW 参入している。IPP を含めた燃料種別の構成比で見ると, 石炭火力は新設により 6.9% から 12.4% へと 5.5% の増加, 石油火力は廃止分のため 25.7% から 21.5% と 4.2% の減少, LNG 火力は 38.3% から 40.3% と 2.0% の微増, 新設のほとんどない水力, 原子力は相対的に構成比を減少させている。

図 5 に最適基準解による発電電力量の構成比を示す。入札の結果, 電力量における IPP の構成比はベース領域での運用が影響し, 2.4% となる。燃料種別に見ると, 石炭火力は新規電源が運用に寄与しないため, 相対的にシェアが 1.3% 低下する。石油火力はピーク領域のみの限られた運転出力での運用となるため, 0.9% とシェアが大きく低下する。逆に LNG 火力は 19.3% にシェアが大きく増加する。これは石油火力のピーク・ミドル領域での発電量を LNG 火力が代替し

ているためと考えられる。水力のシェアは揚水発電分を除外しているために 2.4% 低下する。平成 9 年度実績に近い揚水発電分を加えると, 平成 9 年度の構成比と比較して微減程度になる。原子力は, 利用率で言えば 100% に相当するベース領域の運用となっているものの, 平成 9 年度から構成比を低下させている。これは原子力の発電量増加率に比べ, 需要増加率が上回り, 相対的にシェアの低下につながっているものと考えられる。

上記の設備運用により最適化された電力供給システムの総経費は約 9,761 億円である。これに外生である揚水発電経費約 285 億円を加算して, 設備運用に関わる発電総経費は約 1 兆 46 億円となる。本モデルの適用外ではあるが, 実際には最大電力を充足するための予備的電源の発電経費が追加される。

### 3.5 最適運用計画モデルの感度分析

図 6 に入札募集量上限値を変化させた場合の経費低

減効果の変化を示す。入札募集量を増加させると総経費は低減する傾向がみられるが、これは、IPPがベース領域に参入することで余剰となった同領域のLNG-Lの運転出力がピーク領域にシフトし、ピーク領域で相対的に高価なOil-Mの運転出力を低下させるという構造変化が発生するためである。この傾向により、ベース領域でIPPとLNG-Lとの原価格差による低減効果と、ピーク領域でのLNG-LとOil-Mとの原価格差による経費低減効果が発揮される。この低減効果は入札募集量100万kWで終焉し、これ以降は募集設備容量上限制約条件においてIPP-oilの余剰が発生し、参入効果がなくなることがわかる。また、図6の供給予備率は、基準負荷率56%の時に供給予備率がどの程度向上するかを示したもので、概ね15~20%で推移しており、電力需給のバランスとしては特に逼迫した水準にはないことがわかる。

図7は電力需要構成がベース領域からピーク領域へある一定割合(%)だけシフトした場合の経費低減効果に与える影響を示している。入札募集量が80万kWまでは経費低減効果は同様に増加するが、80万kW

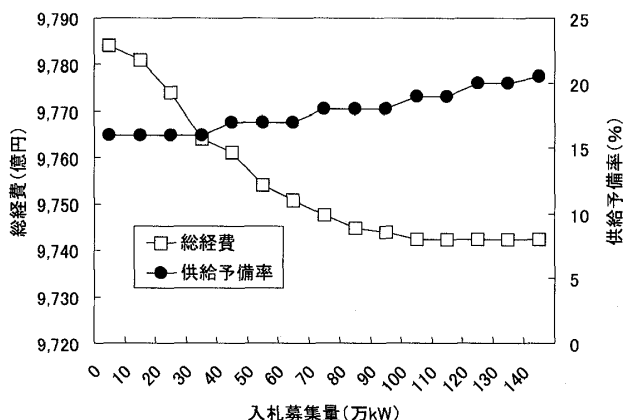


図6 入札募集量と総経費

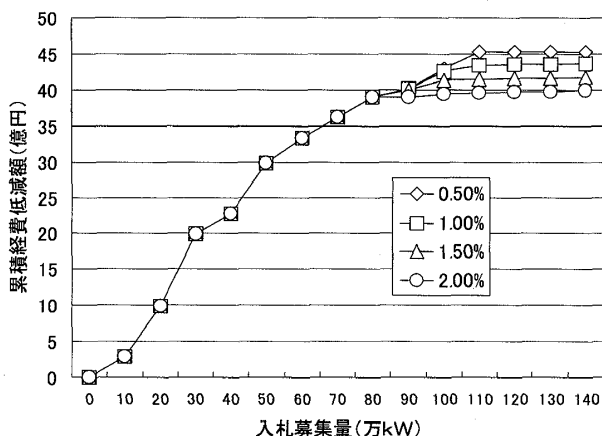


図7 需要構成比シフト量と累積経費低減効果

以上の入札募集量においては、シフト率が増加するに従って経費低減効果は低下する。これは80万kWを境に、LNG-Cがミドル領域にシフトする供給構造の変化が起こるためである。つまり、ピーク需要の増加が、同領域でのLNG-L運転出力の拡大とミドル領域でのLNG-L運転出力の縮小を引き起こし、不足したミドル領域の供給力を、本来ベース領域での運用が有利なLNG-Cが補うという構造的変化が生じるためである。これにより、ピーク・ミドル領域で経費低減効果が得られ、ベース領域で経費増加が発生し、経費低減効果が低下する。

図8に石油価格上昇率が変化した場合の累積経費低減効果の変化を示す。基準上昇率では入札募集量上限100万kWでIPP-Oilの余剰が発生し、参入効果がなくなる状況が発生したが、石油価格上昇が1%以上になると、入札募集量70万kWでIPP-Oilは完全に参入不可となる。経費低減の構造は基準上昇率の場合と同様である。上昇率増加に従い、経費低減効果が増加するのは、ピーク領域において代替関係にあるLNG-LとOil-Mとの原価格差が拡大するためである。現実的には、石油価格上昇率が1%単位で増加する可能性は高い。IPPの発電原価は今後の本格的競争により一層の低下傾向にあること、需要増加率も2%程度が妥当な予測水準であることなどを考慮すれば、入札上限量をより大きく設定することによって発電経費を低減する余地はある。変動の激しい石油上昇率は、電力各社の入札要綱によっても1%程度の差異が見られ、石油上昇率の不確定性が示されていることから、石油上昇率により規定される入札上限値以上の募集量設定は困難と考えられる。基準ケースにおいて入札募集量が70万kWを越えると総経費減少量が飽和状態となる(図7)ことを考慮しても、石油価格の変動リ

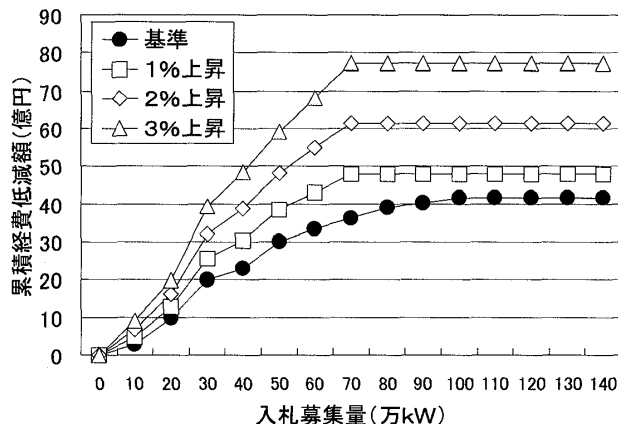


図8 石油価格上昇率と累積経費低減効果



表 13 設備容量，電力量構成比の最適解

	石炭	石油	LNG	原子力	水力
設備容量(%)	12.2(0.3)	21.8(0.4)	40.4(1.3)	10.5	15.2
電力量(%)	13.4(0.6)	1.3(0.9)	56.8(2.7)	22.0	6.6

( )は IPP 分%

スクの観点から、適正入札量枠は 70 万 kW 程度であると言えよう。

表 13 に最適入札募集量 70 万 kW に対応する設備容量，電力量構成比を示す。前出の基準解データとの相違は IPP 参入量の増加のみであるが，IPP が占める構成比はいずれも 2~3% 程度である。電力量構成比は基準解に比べ，IPP 電源と代替関係にある LNG 火力，石油火力が低下しており，石炭火力がその分を補完しているため，標準解に比べ石炭火力の比重が高まっている。なお，最適解の総発電経費は 9,748 億円であり，入札による経費低減効果は 36 億円，総合発電原価にして約 0.03 円である。

#### 4. まとめと将来課題

本モデル分析では，電力各社が自社設備としての既設電源，新設電源，そして入札募集量範囲内の IPP 電源のすべてを目標年度における電力需要を満たすのに必要な総発電経費が最小になるように設備運用計画を作成する混合型整数計画モデルを構築し，最適基準解分析と各種感度分析を試みた。分析結果からは，以下のようなことが判明した。

- IPP の入札募集量を増加させると総経費は一般には減少するが，経費低減効果が飽和状態となる領域が存在する。
- IPP 参入による総経費への影響は標準条件下で最大 42 億円（発電原価 0.03 円/kWh）程度になる。
- 入札募集量に無駄の生じない適正入札募集量は約 70 万 kW である。
- 需要量全体の増加，ピーク領域からベース領域への需要シフト，LNG・石炭など競争力を有する IPP の供給能力増強等が整えば，IPP の市場参入が大いに促進される。

また，上に示したような本モデル分析結果に基づく，電力各社が今後において効率的，有効的かつ適切な事業運営を続けていくに際しては，以下のようなことが必要不可欠となることが予想される。

- IPP の市場参入による経費低減効果は現在のと

ころでは非常に小さいが，電力小売部分自由化によって IPP は需要家と常時契約が可能のため，電力各社の設備統廃合の進展により IPP の市場参入は徐々に促進する。

- プール制度に近い本モデル分析により，全発電電力量の約 6 割を LNG 火力に依存した電力供給体制となることが判明した。エネルギーセキュリティ確保を目的とした新たな枠組みが必要である。
- 基準解に基づく感度分析の結果，原子力が IPP 電源に代替される現象が見られた。今後における自由化の進展に伴って安価な IPP 電源が出現すれば，従来，安価といわれてきた原子力の稼働率が低下する可能性がある。このことは，電力各社が初期投資額の大きな原子力の新規建設を抑制する可能性があることを示唆するものである。今後，CO<sub>2</sub> 対策やエネルギーセキュリティの観点から，原子力建設促進に向けた何らかの政策が必要である。

最後に，モデル分析に用いたデータはわが国の電力会社の基本データに基づいて，著者らが各種公表データを用いて加工を行い，作成したものである。したがって本研究で得られた各種の分析結果，結論等はあくまでも本分析に用いた作成データによるものであって，わが国のいずれの電力会社を対象としたものでないことを付記しておきたい。

#### 参考文献

- [1] 大山達雄：『最適化モデル分析』（第 2 章），日科技連出版社，1993。
- [2] 矢島正之：『電力改革』，東洋経済新報社，1998。
- [3] 植草 益編：『講座・公的規制と産業①「電力」』，NTT 出版，1998。
- [4] 電事審需給部会電力基本問題検討小委員会報告，1997。
- [5] 電気事業審議会料金制度部会：『電気事業審議会料金制度部会合同小委員会報告』，1999。
- [6] T. Oyama ; “Applying Mathematical Programming to Measure Electricity Marginal Costs”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 5, pp. 1324-1330, 1983.