



慶應義塾大学ビジネス・スクール

電力事業における規制緩和：1999年

欧米諸国では、様々な規制産業において規制緩和が進められてきた。1990年代、日本の電力事業にも規制緩和という波が押し寄せてきた。

1、電力事業の構造と規制： 95年以前

基本的な機能（発電・送電・配電）

電力事業は、発電、送電および配電の3つの部門によって構成される。発電は、水力、火力（石炭、石油、天然ガス）、原子力および新エネルギー（太陽熱、太陽光、風力、地熱等）をエネルギー源として、これを電気エネルギーに転換する部門である。送電は、発電所から電気の需要地まで電気を高圧で輸送する部門、配電は高圧電気を中圧・低圧電気に変電して、電力需要家に供給する部門である。

10電力会社の地域独占と供給義務

日本では、1951年に全国を9地域（北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州）に分けて、各地域に1社の民営の発電・送電・配電統合企業が設立された。各社は発電・送電・配電部門を有し、各地域における電力の独占供給権を持ち、域内の一般の需要に応じて電気を供給した（図1①参照）¹。その後、沖縄復帰に伴って沖縄電力が設立され、現在では10電力体制となっている。

各地域において独占的に電力を供給することが認められてきたのは、別々に供給するよりもまとめて供給した方が、コストが少なく済むと考えられてきたためである²。政府は

¹ 電気事業法では、電力10社は「一般電気事業者」と呼ばれる。

² このような状況では、規模の大きい企業ほどコスト優位に立つ。自然独占と平均費用価格規制に関する補論を参照。

このケースは慶應義塾大学経営管理研究科助教授中村洋がクラス討議の資料として作成したものであり、経営状況の適否を例示しようとするものではない。

各電力会社に地域独占を認める代わりに、各電力会社に供給義務を課し、域内の需要家に電気を供給することに最終的な責任を持たせた。

上記の10電力会社とは別に、供給区域を持たず、それらの電力会社に電気を卸供給することを主たる目的とする多くの「卸電気事業者」も存在した（図1①参照）。規模の大きい卸電気事業者は電源開発、日本原子力発電である。電力会社はこれらの卸電気事業者から電力を購入し、自社発電分のもとは一括して需要家に小売転売していた。ただ、卸電気事業者の最大発電設備能力は10電力会社のそれに比べ15%弱（97年3月末現在）に過ぎなかった。

電気料金規制（「総括原価」方式）

政府は、電気料金を規制することで独占力を持つ電力会社が過度に利益を上げることを阻止した。その電気料金規制は、各電力会社の電気料金収入合計が、その事業にかかる予想コストに“公正な”利益を上乗せした額を上回らないように制限した。（以下、“公正な”利益を「公正報酬」と、上乗せされた額を「総括原価」と呼ぶ。）予想事業コストは、営業費、固定資産の減価償却費と諸税を加えたものの合計である。「公正報酬」は、事業資産（レート・ベース）に一定の“公正な”報酬率（以下、「公正報酬率」と呼ぶ）を乗じた額である。

$$\text{総括原価} = \text{コスト} + \text{公正報酬}$$

$$\text{コスト} = \text{営業費} + \text{減価償却費} + \text{諸税}$$

$$\text{公正報酬} = \text{事業資産（レート・ベース）} \times \text{公正報酬率}$$

$$\text{公正報酬率} = \text{他人資本コスト} \times \text{他人資本比率} +$$

$$\text{自己資本コスト} \times \text{自己資本比率}$$

この総括原価から単位当りの電気料金が決定される。

この電気料金規制方式は「総括原価」方式と呼ばれる。この方式の下では、各電力会社はその事業コストをすべて料金で回収でき、“公正な”利益を保証されてきた。

一般的に、「総括原価」方式には以下のような問題点のあることが指摘されている。

- ① ある期に事業コストを低下させても、次の料金設定の際にその事業コスト低下分だけ料金が引き下げられるので、中長期的になかなか利益の上昇に結びつかない。このこ

とから、事業コストを低下させるインセンティブが弱まる³。

- ② 逆に、事業コストが上昇しても比較的容易に電気料金に価格転嫁できる。したがって、企業内部の非効率性が温存される可能性がある⁴。また、過大に資本設備投資を行っても、そのコストを価格に転嫁することが容易なことから、過大に資本設備を持つインセンティブがある⁵。 5
- ③ 公正報酬率が政府の裁量である程度決定されることから、高い公正報酬率が決定されるように、ロビー活動が行われ、経営資源が費やされる。
- ④ 被規制企業が複数の製品を生産する場合、その共通コストをどのように価格に転嫁させるかの基準が曖昧になり、内部補助（一方の部門の黒字をもって、他方の部門の赤字を補填すること）が発生する土壌をつくる。例えば、ライバル企業が存在せず「総括原価」方式が適用されている部門で共通コストの負担を増やし、価格をつり上げて利益を得ることが可能になる。その利益で、ライバル企業との競争が激しい部門で競争に打ち勝つ体力を付けることが出来る。 10
- ⑤ 価格決定の際に、価格の変化に需要家がどのように反応するかなどの需要サイドの情報が活用されていない。 15
- ⑥ 被規制企業は、過大なコストを政府に伝えるインセンティブを持っている。 15

2、規制緩和の背景

“割高な”日本の電気料金

電気料金を国際比較した場合、日本の電気料金は欧米に比べ高いといわれている。94年6月から7月において、東京の電気料金を100とすると、ニューヨークの家庭用電気料金は82、産業用電気料金は73にしかすぎなかった（図2参照）。ロンドンの家庭用電気料金は75、産業用電気料金は79にしかすぎなかった（同図参照）。したがって、ニューヨークやロンドンの電気料金が2～3割程度安かった。これらの数値は、当時の市場実勢為替レート（1ドル＝100.35円、1ポンド＝154.30円）を使用した数字である⁶。 25

一方、電力会社の業界団体である電気事業連合会は、換算レートとして市場実勢為替レートではなく購買力平価を使用し、「購買力平価で換算すれば、日本の電気料金は欧米に比

³ 一方、予想事業コストと公正報酬率が一度決定されると、その決定が維持される期間にコストを下げれば、その期間中はコスト低下分をそのまま利益とすることができる。つまり、短期的にはコスト引下げインセンティブが働く。

⁴ このような企業内部の非効率性はX非効率（X-inefficiency）と呼ばれる。

⁵ このことは、アバーチ・ジョンソン（Averch-Johnson）効果と呼ばれている。

⁶ 共に、94年6～8月の平均レート。

べ高いとは言えない」と反論した⁷。経済企画庁が発表した購買力平価（1ドル＝155円、1ポンド＝234円）を使用すれば、ニューヨークやロンドンの電気料金が1～2割程度高くなる（図2②参照）⁹。

しかし、その後の97年5月の調査では、市場実勢為替レートを使用しても購買力平価を使用しても、日本の電気料金は欧米に比べ高くなった（図3①、②参照）¹⁰。

このような“割高な”電気料金の要因として、経済白書（平成10年版）は既存電力会社の資本コストの高さを指摘した。その高い資本コストの理由として以下の3点が挙げられた。第1は、日本の最大電力需要の伸びが高いことである（図4参照）。最大電力需要の高い伸びは、新規に発電所を増設する必要があることを意味している¹¹。また、発電設備の建設には長い期間が必要で、足りなくなってもすぐに設備を作り電気を供給することが難しいことから、電力需要の伸びを高め、予想して電力供給が不足しないようにしなければならなかった。

第2の理由は、日本の電力需要は季節間、昼夜間で格差が拡大しているため負荷率（最大発電能力に対する平均発電の割合）が低いことにある（図5、表1参照）。各電力会社は供給義務を負っているため常に最大電力需要がまかなえるように発電能力を増強していかなければならない。例えば、日本で最も電力が使われるのは夏季の午後2～3時であるが、その時の電力需要に合わせた発電能力を保持しなければならない。一方、冬季には発電能力に比べ実際の発電需要はかなり低い水準にとどまる。

第3の理由は、品質や環境・保安基準が厳しいことである。欧米に比べ停電率は低い（図6参照）。また、地球温暖化の原因とされる二酸化炭素（CO₂）、硫黄酸化物（SO_x）、窒素酸化物（NO_x）の有害物質の排出抑制など、環境対策も欧米諸国に比べ進んでいる（図7①、②参照）¹²。

⁷ 電気事業連合会のホームページ（www.fepec.co.jp）参照。

⁸ 例えば円・ドルの市場実勢為替レートがその購買力平価に等しい時、ある基準的な財バスケットの価格が日米間で等しくなる。

⁹ 前者は東京とニューヨークを比較した場合の購買力平価、後者は東京とロンドンを比較した場合の購買力平価である。共に、94年の数値。

¹⁰ 97年5月の市場実勢為替レート（1ドル＝118.99円、1ポンド＝191.09円）と97年の購買力平価（1ドル＝143円、1ポンド＝213円）を使用。円高になれば外国の電力価格の円建て価格は低下する。

¹¹ 電気は貯めることができないため、電気需要が供給を上回れば、停電や周波数の低下等の問題が発生する。

¹² 主要国のCO₂排出量は、各国の電源構成を反映している。原子力発電の占める割合の高いフランスはCO₂排出量原単位が低く、石炭火力の多いドイツは高くなっている。

「日本の電気料金は欧米よりも2割前後高い」という認識を持った政府は、2001年までに電気料金を2割前後料金引き下げるという方針を固めた¹³。

3、95～98年の規制緩和（95年の電気事業法改正を中心に）

日本の電気料金を2割引き下げのために、日本政府は様々な規制緩和を推し進めた（表2参照）。ここでは、95年12月に施行された改正電気事業法を中心に解説する。具体的には、卸電力の自由化、ヤード・スティック（Yard-stick）査定、燃料費調整制度、自己託送をとりあげる。

卸電力の自由化

95年の改正電気事業法により、電力会社が一般企業から入札により電力を購入する仕組みがつけられた（図1②参照）。自家発電設備を持つ一般企業が、余った電力を電力会社に売却する「卸電力の自由化」が認められるようになった。このような卸電力事業の新規参入企業はIPP（Independent Power Producer：独立系発電事業者）と呼ばれる¹⁴。

入札対象は、開発期間が比較的短い（7年以内を目安）火力電源である¹⁵。入札規模は既存電力会社の施設計画に毎年明示され、落札条件の上限価格も明記される。ただし、電力会社には入札を行わなければならないという義務はない。応札最低条件として、①応札価格が上限価格である回避可能原価（既存電力会社が新規に発電所を建設した場合の平均的な発電価格）以下であること、②原則的に15年の供給が可能であることなどが必要とされた。評価基準としては、①価格、②運転条件、③需要地近接性、④環境特性、⑤計画の確実性が考慮された¹⁶。新たに参入するIPPは地元以外の電力会社の行なう競争入札にも参加でき、落札した場合には、入札を実施した電力会社への電力の託送を可能とした。

¹³ 97年の経済構造改革計画を参照。

¹⁴ これまで電力会社に電気を卸供給してきた卸発電事業者のなかで、電源開発と日本原子力発電のように200万キロワット（kW）超の卸電力を供給する事業者は卸電気事業者としてIPPとは区別された。また、電源開発と日本原子力発電を除く小規模な卸発電事業者は、改正法における卸電気事業者ではなくなる。しかし、供給安定の観点から、95年の改正法施行時に電力会社と契約している供給に関しては、卸供給を続けられることになった。

¹⁵ 原子力、水力、地熱および開発期間が長期である火力電源は、既存の電力会社が従来どおり自ら開発または電源開発や日本原子力発電の卸発電事業者から購入する。その場合は、入札は行われず、料金認可という形をとる。

¹⁶ 例えば、東京電力は99年度から卸電力を希望するIPPの選定基準に二酸化炭素（CO₂）の排出量の多寡を追加する。コスト競争だけで決着が付かない場合、次の判断基準としてCO₂排出量を使用する。CO₂の排出量はプラントで使用する燃料の種類や量、運転状況や稼働率などから推定される。

96年度から入札が開始された（表3参照）¹⁷。入札の倍率は96年度には4.1倍、97年度には5.0倍に達した。落札した企業は、大規模な用地を所有し、自家発電設備を持つ企業（鉄鋼メーカーや石油会社）が中心となっている¹⁸。それらの落札企業にとって、長期にわたり安定した収入を見込める卸電力供給ビジネスは魅力的であった。96～98年度にかけて落札された規模は、10電力が所有する全発電所の最大出力総計の3.6%（火力発電所のみ）⁵ 最大出力総計の5.9%）に相当する¹⁹。一部のIPPは、電力会社との契約に基づき98年度から電力供給を開始した。

落札された卸電力を燃料別に見ると、発電コストは安いが二酸化炭素（CO₂）排出が多い石炭を燃料とする卸電力が46.1%（96～97年度計）を占めた（図8、表4参照）。一方、¹⁰ 二酸化炭素（CO₂）排出が少ない液化天然ガス（LNG）を燃料とする卸電力は4.5%（同）しか占めなかった。

落札価格は電力会社が設定した上限価格である回収可能原価を大きく下回り、その乖離幅は96年度の入札では2割から2割半ば、97年度の入札では2割半ばから4割強であった。¹⁵ 乖離幅は予想より大きく、既存電力会社の高コスト体質を印象付けた。

ただ、このように大きな乖離幅は、既存電力会社の高コスト体質のみで説明できるものではない。その他の説明として、落札した企業が既に自家発電設備を有し発電用地を既に取得済みであることや、燃料設備などの既存のインフラ設備を活用できることが考えられ²⁰ る。上述の上限価格は、発電用地の取得代やインフラ設備を新規に建設するコストも含めて設定されていた。

また、他の説明として、落札した企業において環境問題や故障率などの信頼性の問題への対応が十分行われていない可能性も否定できない。事実、96年度に東京電力が応募する卸電力を落札したゼネラル石油は、環境対策に予想以上の資金が必要になったとして、卸電力供給中止を東京電力に申し入れた²⁰。ゼネラル石油は、川崎市の工場に700億円を投じて発電設備を作り、2001年6月から供給を開始する予定だった。ところが、地域住民から

¹⁷ 上述のように、既存の電力会社には入札の義務がないので、四国電力を除く9電力会社は98年度には入札を行わなかった。

¹⁸ 97年度に10万kW以上の卸供給電力量で落札したIPPの企業は以下の通りである。神戸製鋼所、新日本製鉄、川崎製鉄、出光興産、日本石油精製、コスモ石油、興亜石油、品川白煉瓦、日本セメント、宇部興産、東亜石油。

¹⁹ 全発電所及び火力発電所のみ最大出力総計は、97年3月末の数値。

²⁰ ゼネラル石油は東京電力の96年度募集枠の半分強を占める54万7,500キロワット（kW）分を落札していた。

硫黄酸化物（SOx）や煤塵の排出量を抑えるよう意見書が出された。意見書に沿って検討した結果、入札時の設備計画では環境対策が不十分とわかり、建設費は当初見込みの約1.5倍の1,000億円に膨れ上がり、採算が合わなくなった。供給中止に伴う違約金として、ゼネラル石油は東京電力に13億7000万円を支払うことになった。

5

ヤードスティック（Yard-stick）査定

電力会社間の効率化の度合いを比較査定するヤードスティック査定が95年の電気事業法改正に盛り込まれた。ヤードスティック査定とは、経営コストやサービスの質を基準尺度（スティック）として、それらの指標の悪い企業が指標の優れた企業に追いつくように規制することを意味する。例えば、ある電力会社の効率化度合いが相対的に小さく、その電気料金が他の電力会社のそれに比べ高ければ、ヤードスティック査定により、その相対的に高い電気料金を引下げさせることができる。

10

このヤードスティック査定の下で、96年1月と98年2月に料金改訂が行われ、既存電力会社10社平均でそれぞれ4.21%、4.67%の料金引下げが行われた。

15

ただし、ヤードスティック査定の問題点として、相対的に経営指標が優良な会社には経営努力をするインセンティブがないことや、類似した経営指標を持つ会社同士では効率化を進めることが困難であることが指摘されている。

20

燃料費調整制度

この制度の目的は、為替レートや燃料費の変動を電気料金に迅速に反映させることである。円高や燃料費の低下が進めば、迅速に電気料金が引下げられる一方、逆に円安や燃料費上昇があれば、電気料金が引上げられることになる。また、電力会社の努力とは無関係な外部要因を取り除くことによって、電力会社の経営効率化の努力を透明化する狙いもある。

25

具体的には、石油、石炭、LNGに関する通関統計価格の3か月平均にもとづき、機械的に3か月ごとに料金を調整する。しかし、料金の小幅かつ頻繁な変動を避けるため、プラス・マイナス5%以内の変動では、料金の調整は行われぬ。また、燃料価格の大幅な高騰の影響を緩和するため、基準値のプラス50%程度の価格を上限とする。

30

自己託送制度

自己託送制度は、ある企業の発電設備から電力会社の送電網を使用して同企業の工場に電気を供給する制度である（図9参照）。自己託送を活用すれば、企業は分散した工場ごと

35

に自家発電設備を作る必要がなくなり、電力からの買電を減らせるため電気料金を大幅に削減できる。一方、電力会社側にすれば、自己託送の実現により、電力販売量が減ることになる。

95年の電気事業法改正では自己託送制度の導入は対象外となったが、その後の規制緩和策として、電力会社は自己託送の引き受け条件（料金や送電パターンなど）を公表し、97年から実施している。例えば、九州電力と自己託送の契約を結んだ旭化成工業は、宮崎県延岡市の自家発電所から同市の別の工場や日向市の工場に電気を供給している。

しかし、自己託送の引き受け条件が厳しく、自己託送を活用している企業は限られている。例えば、託送料金に関しては、電力会社側は「送電、変電費相当分」として、各社ごとに1キロワット（kW）時当たり3円強から4円強の料金を設定している²¹。これに対し、自己託送を希望している企業は、電力会社の有価証券報告書などを基に独自に試算し、「数十銭から一円程度高い」としている。

4、99年の電気事業法改正

99年になって、再び電気事業法が改正された。大口電力需要家への小売が自由化され、電力会社の兼業規制が撤廃された。

大口電力需要家への「小売の自由化」

大口電力需要家への小売り自由化は99年の電気事業法改正で決まり、2000年3月から実施される。この自由化により、一般企業が電力会社を通さずに大口需要家に電力を売却できるようになった（図1③参照）。契約電力2千キロワット（kW）以上、受電電圧2万ボルト以上の工場、大型施設などが対象となる。現在電力会社が利用者に対して負っている供給義務のほか、料金規制や参入規制も、大口市場については原則として撤廃される。

新規参入事業者は地域の電力会社の送電網を利用する。そのため、2000年1月までに電力会社が送電網利用の料金体系を定めた託送約款を公表する予定である。ここで、問題になるのは電気を送る送電網の使用料（託送料）をどの水準に設定するかである。送電網を所有する電力会社側は、利用者は全体の送電ネットワークを維持するコストを含めて平均

²¹ ワット（W）は、電気エネルギーを使って仕事をする能力の大きさ。ワット時（Wh）は一定の電力がある時間働いて使った電気の量を表す。1Wが1時間働いた電力量を1ワット時（Wh）という。

して負担すべきだと主張している。一方、新規参入企業などは、追加コストだけで十分とし、低めの設定を要求している。

大口電力小売り自由化の決定を受け、電力事業に参入することを検討する企業も出てきた。例えば、旭化成工業は電力事業に参入する方針を明らかにした。延岡の自家発電設備の余剰能力を活用し、近隣の関係会社向けに九州電力より安く大口電力を小売りする計画を立てている²²。また、丸紅はアメリカの大手IPPであるサイス・エナジー社と組んで、鉄鋼や化学メーカーなどの工場をの自家発電所を買収し、電力小売事業に進出する計画を立てている²³。

大口電力の小売自由化により、電力小売りの約3割が新規参入者との競争市場となる。したがって、その大口自由化が実現すると、既存の電力会社は新規参入業者に顧客を奪われて料金収入が減少する可能性が発生する。

大口電力小売の自由化の問題点として、内部補助と回収不能コストの問題が指摘されている。内部補助は、被規制企業が複数の製品を生産する場合、その共通コストをどのように需要者に負担するかの基準が曖昧になり、一方の部門の黒字をもって他方の部門の赤字を補填することである。電気事業の場合、既存の電力会社が、自由化されてIPPから競争圧力を受ける大口需要家向けの電気料金を安く設定し、自由化されていない家庭用向けや小口需要家向けの料金を高く設定する可能性が指摘されている。

回収不能コストというのは、競争導入により需要家が既存電力会社から電力の供給を受けることをやめれば、既存の電力会社で発電所が運転停止となることで発生する減価償却等の未回収コストのことである。もし、このコストが発生すれば、そのコストを誰がどのような形で負担するのが問題となる。

事実、小売自由化で先行するアメリカ・カリフォルニア州では、自由化によって競争力を失った発電設備の償却負担を需要家に課すために課金制度を導入した。その課金額は、電力料金が1カ月当たり60ドル程度の平均世帯の場合、10ドル強に達した²⁴。

兼業規制の撤廃

これまで、既存電力会社は電気事業以外の事業を行うためには、通商産業大臣の許可を

²² 日本経済新聞・地方経済面（99年7月29日）。

²³ 日本経済新聞（99年9月14日）。

²⁴ 日本経済新聞（99年6月24日）。

受ける必要があった。しかし、99年の電気事業法改正で、この兼業規制は撤廃された。

5、既存電力会社の規制緩和への対応

大口需要家への小売自由化により、既存の電力会社はIPPから競争圧力を受けることになる（93年度から97年度までの5年間の貸借対照表と収支状況については表5と表6をそれぞれ参照）。電力小売りの約3割が新規参入者との競争市場となり、収入が低下する可能性が出てきた²⁵。

経営多角化

そこで兼業規制が撤廃された電力会社側は、様々な分野に進出する計画を立てた。

（ガス事業参入）²⁶

99年7月、東京電力はガス供給事業に参入ことを発表した。2000年1月から千葉県内を営業区域とする都市ガス会社の大多喜ガスに卸売りする。供給量は初年度で6万トンを用意し、数年後に40万トンまで増やす計画である。

（インターネット向け高速光ファイバー網構想）

99年8月、東京電力は、ソフトバンクとアメリカのマイクロソフト社と組んでインターネット向け高速光ファイバー網構想を発表した。保安用に張り巡らした光ファイバーを使い、2000年夏に高速通信サービスを始める予定である。料金は定額制で月額5,000円と、ライバル関係となるNTT東日本・西日本が計画する定額料金の6割程度に設定する計画である²⁷。

（分散型発電事業参入）

東京電力、関西電力、中部電力は、都市ガスを燃料とする小型電源システムの事業化調査に99年9月以降着手する。東京電力が事業化調査対象とする小型電源システムの出力は28－75キロワット（kW）で、集合住宅やレストランなどへの導入が可能になる。首都圏

²⁵ アメリカの格付け会社のムーディーズ・インベスターズ・サービスは99年4月、規制緩和の進展により信用リスクが高まることを理由に、東京電力や関西電力など電力9社の国内長期債格付けを引き下げた。東京電力、関西電力、中部電力はAaaからAa2への格下げ、北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力は、Aa1からAa3への格下げとなった。

²⁶ 各電力各社は98年以降、その定款にガス供給事業を加えていた。

²⁷ NTT東日本と西日本は当初1万円に設定していたが、99年9月8千円程度に引下げることを選定した。

など需要地での小規模発電が主流となれば、遠く離れて立地する大型発電所の役割は一気に低下することになる。

東京電力の南社長は、「ガスなど新規事業の売上高、経常利益の比率を5年後を目途にそれぞれ10%まで引き上げる」と述べた²⁸。

5

コスト削減・財務体質の改善

規制緩和により、各電力会社はコストを強く意識するようになった。例えば、発電・変電機器の競争入札に海外メーカーを参加させるようになり、その納入価格は急速に下がり始めた²⁹。

10

東京電力は卸電力自由化によりIPPから低コストの電力を買い取ることで、自社の設備投資を削減し、創業以来初めて有利子負債を減らしている³⁰。

また、99年電気事業審議会の答申の中で、これまで電気料金の値下げにしか回せなかった余剰利益を、内部留保へ充当することが認められた。

15

6、今後の規制緩和の検討課題

20

一般家庭や小口需要家への供給自由化

現在まで、小売が自由化されているのは大口需要家向けのみである。一般家庭や小口需要家への供給自由化は当面先送りされた(規模別の電力需要実績・予想は表7、表8を参照)。

発電・送電・配電分離

25

既存電力会社の発電部門、送電部門、配電部門を分離することが考えられている。検討されている分離形態の一つは、発電部門のみを分離して参入を自由化し、残りの送・配電部門は既存電力会社の独占を認めるものである。現在、発電部門においては、卸電力制度が導入されて、制限された競争原理が働いている。しかし、新規参入者であるIPPの発電能力は、10電力が所有する全発電所の最大出力総計の3.6%にしか過ぎない。この発電部門の分離は、より自由な参入を認めて競争を促進させるのが目的である。送・配電部門に

30

²⁸ 日本経済新聞 (99年7月1日)。

²⁹ 発電・変電機器メーカーの明電舎の幹部は、98年の決算発表時に「前年に比べ7-8%は価格が下落」と述べた。

³⁰ 圓尾雅則、「電力会社が「普通の会社」になる日」週刊東洋経済 (98年10月24日号)。

独占を認めるのは、送・配電網が複数あるより一つだけの方が社会全体でみて効率的だという理由からである。

また、イギリスのように発電部門のみならず、配電部門も分離することも考えられている（イギリスの電力産業構造については図10を参照）。その場合でも、上記の理由により、配電部門の企業は配電ネットワークを運営することに関しては独占が認められる。しかし、送電・配電網を実際に利用して各需要家に電力を供給する小売供給部門には、新規参入が認められて競争が導入される。

プライス・キャップ（上限価格）規制導入

独占が認められる部門にプライス・キャップ制を導入することも検討課題の一つである。現在のように限定された競争しか認められない場合には、各電力会社の電気料金にプライス・キャップ制を導入することが検討される。

各電力会社にプライス・キャップ制が導入されれば、電気料金の上昇率に上限が課される。基本的には、電気料金の上昇率を、一般物価（たとえば、消費者物価指数）の予想上昇率から期待される生産性上昇率（X）を差し引いた値を上限として設定される³¹。

$$PCI_t = PCI_{(t-1)} (1 + \text{予想消費者物価上昇率}_t - X)$$

X：予め定められた経営合理化要因（生産性上昇率）

PCI：プライス・キャップ指数

t：期

期待される生産性上昇率Xが予想消費者物価上昇率よりも高く設定されれば、電気料金の上限価格は低下することになる。

また、上記の発・送・配電分離で送・配電部門のみに独占が認められれば、それらの部門にプライス・キャップ制を導入することが検討される可能性がある。その場合、送・配電網使用料（託送料）に上限が課される。

一般的に、プライス・キャップ規制には以下のような利点と問題点のあることが指摘されている。

³¹ これに加え、燃料費や為替レート等の変動が考慮される。

(プライス・キャップ規制の利点)

- ① プライス・キャップ規制がかけられた価格の伸びを、消費者物価指数の伸び以下に抑えることができる。
- ② 企業があらかじめ定められた水準X以上に生産性を向上させれば、それに応じた利益を一定期間（上限価格の見直しが行なわれるまでの期間）享受できる。このことは短期的な生産性向上へのインセンティブになる。

(プライス・キャップ規制の問題点)

- ① 価格の上限を見直す時期が決まっていれば、その時期が近づくにつれ、コストを削減して価格を引き下げようとするインセンティブが低下する。なぜなら、価格を低下させれば、次の見直しの時期により厳しい（＝低い）上限価格が設定されることになるからである。
- ② 価格の上限の設定水準によっては、企業が莫大な利益を得る可能性がある。逆に上限価格が低く設定されれば、損失を被る可能性もある。
- ③ 価格引き下げに重点が置かれると、品質を低下させて価格を下げようとするインセンティブが働く。
- ④ 内部補助が発生する可能性がある。プライス・キャップ規制の対象になっている部門で、規制されていない部門との共通コストの負担を増やすインセンティブが存在する。このような内部補助が発生するのは、上限価格が比較的高めに設定されている場合である³²。
- ⑤ 価格の上限をどの程度に設定するか等の作業に時間と情報を要する。
- ⑥ 上限価格に現実の価格が張り付いてしまう可能性がある。

送電網の自由化

東京電力がソフトバンクとアメリカのマイクロソフト社と組んでインターネット向け高速光ファイバー網構想を発表したことに対し、ライバル関係となるNTTの幹部が「我々は制度的に手足を縛られ、電力事業に参入できない。東電ばかりが自由なのはどうか」と述べたと伝えられた³³。

現在、電力会社に送電事業の独占を許している電気事業法により、NTTが電力事業の送電部門に参入することは出来ない。送電網の独占を許しているのは、送電網が複数あるより一つだけの方が社会全体でみて効率的だとの理由である。送電部門に新規参入を認めて

³² さもなければ、共通コストの負担を増やすことは出来ない。

³³ 日本経済新聞（99年8月19日）。

も、新規参入企業は新しい送電網を網羅的に敷設しなければならず、多大な固定費がかかる³⁴。一方、既存の電力会社は既に送電網を確立しており、規模の経済性が存在する（電気の需要が増えて生産を拡大しても、新しく送電網を増設する必要はない）。この規模の経済性により、既存電力会社は潜在的な新規参入者に対しコスト面で優位に立つ。

しかし、NTTの電力事業・送電部門への参入能力は十分あるとみられる。電話線用ケーブルには空きスペースがあり、送電線を通すのは難しくない。NTTがもつ既存設備を使えば比較的lowコストで電力事業の送電部門に進出できるという観測がある。

経済協力開発機構（OECD）勧告

99年4月経済協力開発機構（OECD）は、現在大口需要家に限っている小売自由化対象を小口需要家や家庭向けなどにも拡大するように要求した。また、発電・送電部門の分離を引き続き検討すべきだとした。さらに資源エネルギー庁内の政策部門と規制部門を切り離し、電力市場の自由競争の透明性を高めるべきだとした。

7、競争原理導入により予想される問題

電力事業に競争原理を導入する際に議論される問題点として、エネルギー安全保障や環境対策等が挙げられている。

① エネルギー安全保障

エネルギー安全保障に関し、日本が資源小国であることは周知の事実である。化石燃料のほとんどを輸入に頼っており、エネルギー自給率は約2割にしかすぎない。この水準は国際的にも低い（図11参照）。

② 環境対策

また、環境対策に関し、卸電力自由化を進めると比較的発電コストが低い二酸化炭素（CO₂）を多く排出する火力発電が増えるという問題が出てくる。

エネルギー安全保障や地球温暖化の問題を考えれば、ある程度原料をリサイクルでき、二酸化炭素排出が少ない原子力発電が不可欠という意見がある。政府の電気事業審議会で報告された2010年度の電源構成比見通しでも、二酸化炭素排出削減の対策を取った場合に

³⁴ 網羅的に送電網を敷設しなければ、新規参入業者は送電部門で競争力を持つことが出来ない。

は原子力発電の比重が高まっている（図12参照）。原子力で発電することは、ノウハウの蓄積がないIPPには不可能で、既存会社でのみ可能である。一方、原子力発電は二酸化炭素排出こそ少ないが、放射性廃棄物という問題がある。

電気事業連合会の荒木会長は、「エネルギーセキュリティー、環境問題や安定供給上の課題はどうしても長期的なスパンで考えることが必要である。一方、競争の導入による経済性の追求は短期的な視点に陥りがちである。短期的な経済性だけに立脚すると、エネルギーセキュリティーを含む中長期的な安定供給や電気の品質が損なわれ、わが国にとって不可欠な効率化と安定供給を同時に失うものであると考えている」と述べた³⁵。

③ その他の問題点

競争限導入による他の問題の一つとして、クリーム・スキミング（cream-skimming：「いいとこ取り」）の問題が挙げられる。小売が自由化されると、季節間・昼夜間で電力需要の変動が少ない需要家に対して、新規参入企業が殺到することになると予想される。なぜなら、そのような需要家に対する電力供給は負荷率（最大発電能力に対する平均発電の割合）が高く、電力設備の稼働率を高く維持でき、効率の良い電力供給が行われるからである。一方、そのような電力需要家ばかりを新規参入企業に奪われると、既存の電力会社の負荷率が悪化し、残った電力需要の大きい需要家に不利益を及ぼす恐れがある。

また、競争原理が働くと、コストのかかる離島などに対する電力供給が打ち切られたり、電気料金が上昇するという懸念が存在する。

8. 他国における規制緩和の影響

アメリカ

米カリフォルニア州は98年3月、全米で初めて電力事業の包括的な規制緩和に踏み切った。一般家庭や小口の電力需要家から大口の企業や工場まで電力需要家が自由に電力の購入先を選べるようになった。自由化の対象となる市場は同州の電力使用量の8割に当たる。また、州当局は自由化と同時に一律10%の基本料金の引下げを業者に義務付けた。

しかし、同州公益事業委員会などの調べでは、98年11月末現在、規制緩和対象地域の880万世帯のうち、新規参入業者に切り替えたのは1%未満の約7万5,000世帯にしか過ぎ

³⁵ 電気事業審議会・基本政策部会（1997年10月31日、第3回）における発言。

なかった。この行き詰まりの原因は、電力売買の価格決定メカニズムが硬直的であったこと、電力供給業者が多額の賦課金を課されたため料金が高止まりしたことが挙げられている³⁶。当初、低価格の電気料金を売り物にした電気事業者が相次いで参入し、新規参入業者の数は270も数えたが、98年末には10社と大幅に減少した。総電力供給量のうち新規参入者の扱いも1割強にとどまっている。

また、電力需要の急上昇に対して卸価格が急騰する懸念が存在している。事実、98年7月に猛暑で電力需要が急上昇した時、供給側が対応できず、卸価格は通常の一メガワット(MW)時4ドル程度から同1万ドルにも急騰した。

また、同様に卸電力を導入していた東・中西部の州では、98年6月下旬に卸電力市場で価格が暴騰した。猛暑など様々な要因が重なり、卸価格が通常の200倍以上に急上昇した。また、取引の仲介業者が電力を仕入れることができず契約不履行が発生するという問題が発生し、卸電力市場は一時混乱した。

イギリス

イギリスでは、1990年に電気事業が再編され、発電部門、送電部門、配電部門が分割・民営化された。発電部門には新規参入が完全に自由化された。送電部門は、送電ネットワークを全国で1社のみが独占した。配電部門に関しては、地域ごとに配電ネットワークを有する会社の独占が認められた。しかし、それらの独占企業が独占することを認められたのは送・配電ネットワークを運営することだけだった。その送電・配電網を実際に利用して各需要家に電力を供給する小売供給部門には新規参入が認められて段階的に競争が導入された(図10参照)。また、送電ネットワークと配電ネットワークの使用料(託送料)に関しては、プライス・キャップ規制が適用されている³⁷。

家庭用(3,300kWh/年以下)電気料金と小規模需要家(880MWh/年以下)向け料金は、実質値(1990年価格)で92年から大幅な下落に転じている。中・大規模需要家(880~150,000MWh/年)向け実質料金は、民営後1年間で大幅な下落が見られた(図13②参照)。しかし、これらの下落が、規制緩和のみの影響とは言い難い。プライス・キャップ規制で上限価格が引き下げられたことや、割高な国内炭使用義務が緩和されたこと、北海から産出する安い天然ガスの使用が増加したことの影響もある。また、イギリスのような規制緩

³⁶ この課金は、自由化によって競争力を失った発電設備の償却負担を需要家に均等に割り振る目的で導入された。その具体的な金額は、電力料金が1カ月当たり60ドル程度の平均世帯の場合、10ドル強に達した。その課金は、自由化当初に業者に義務付けられた10%の基本料金引下げの効果を部分的に相殺した。

³⁷ 小売供給部門にも98年までプライス・キャップ規制が行われていた。

和が行われていない欧州各国と電気料金を比較した場合、イギリスの相対的電気料金は大口需要家向けで悪化、家庭用需要家向けで変化無しかやや好転という調査結果が得られている³⁸。国際比較からは、イギリス型の規制緩和により、その電気料金が相対的に低下したということは言い難い。

また、自由化後、新規電源の立地が、北海ガス田にアクセスが容易な北部に集中し、ロンドン等南部の需要地との送電線が近い将来に容量不足となる可能性が大きいことも指摘されている。

ニュージーランド

ニュージーランドは、90年代に入って中央や地方政府が独占する電力事業を分割・民営化することで料金の引き下げを狙ってきた。最近まで、企業など大口需要家向け電気料金が下落する半面、家庭向け電気料金の値下がりには小幅にとどまってきた。しかし、99年になり、家庭向け電気料金の値上げ（10%前後）が相次いでいる。

最初に、家庭向け電気料金の引上げを決めたのは、規制緩和を受けて96年にニュージーランド市場に参入した配電業者である。その配電業者はウェリントンやオークランドなどの都市部の家庭に電力を供給しているが、干ばつによる水力発電コストの上昇などを理由に、5-13%の料金値上げを打ち出した。これに追随して国営の配電企業も値上げを予定している。

配電部門は配電線などの建設にコストがかさみ、新規参入による価格競争は進んでいない。また送電業者の分割は遅れ、独占状況が続いている。その一方で料金設定に対する規制は緩和されており、各社が自由に値上げができる状態になっている。

ドイツ

ドイツでは、98年4月に小口需要家・家庭用需要家も含めた完全小売自由化が認められた。家庭用需要家にその自由化の恩恵が浸透し始めたのは、99年9月に託送料金が見直されてからであった。これまで、ドイツでは各地域ごとに発送配一貫の電力会社が、域内の各家庭に電力をほぼ独占的に供給してきた³⁹。託送料金の見直しにより、区域外の電力会

³⁸ International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy (UNIPED), (1990-1997), "Prices of Electricity as at January 1990-1997."

³⁹ ドイツでは、発送配一貫（一部は発送）の大手8電力会社が発電の約8割、配電の約7割を供給し、残りの3割の電力供給については、約1,000社の小規模な地方自治体経営の電気事業者が供給を行っている。

社からの電力供給が活性化された。

ドイツの電気料金は他のEU諸国に比べ割高であったが、この変化を受けて、各電力会社は新たな格安の電気料金戦略を打ち出した。国内シェア第1位のRWE社は、99年8月に同社供給区域内の需要家と同じ料金をドイツ全国の家庭に適用することを決めた。同社の料金は全国平均に比べ低水準であるため、ほとんどの地域で実質約20%の引き下げになることが見込まれている（99年1月時点における各社の家庭用の料金水準は表9を参照）。

国内シェア第4位のENBW社は、従量料金を低めに、基本料金を高めに設定し、使用量の大きい需要家の獲得を狙った。年間使用量約3,500kWhの需要家で試算した場合、国内平均価格に比べ約25%、最大手のRWE社の料金に比べ約10%割安となる。

主要参考文献

- 植草 益 編（1991）「公的規制の経済学」、筑摩書房。 15
- 植草 益 編（1992）「電力」、NTT出版。
- 植草 益 編（1995）「日本の産業組織：理論と実証のフロンティア」、有斐閣。
- 規制緩和・民営化研究会（1992）「欧米の規制緩和と民営化」、大蔵省印刷局。
- 経済企画庁「経済白書」（平成10年度版）。
- 経済企画庁調整局産業経済課 編（1997）「近年の規制緩和による経済効果の定量的試算」 20
- 日本電気協会「電気事業の現状」（平成6～9年版）
- 林 敏彦 編（1990）「公益事業と規制緩和」、東洋経済新報社。
- 矢島 正之（1998）「電力改革：規制緩和の理論・実態・政策」東洋経済新報社。
- International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy (UNIPED), (1990-1997), "Prices of Electricity as at January 1990-1997." 25

自然独占と平均費用価格規制に関する補論

自然独占とは？

以下の不等式が成立していた場合を「自然独占」と言い、独占が正当化される。

$$C(Q) < C(q) + C(Q-q)$$

ここで、Cはコスト、Qとqは異なった生産水準（ $Q > q$ ）、

この不等式が全ての q ($0 < q < Q$) に当てはまる。

つまり、この不等式が成立する場合、別々に生産するよりもまとめて生産した方が、コストが少なくて済む⁴⁰。その場合、規模が相対的に大きい企業が、そのコスト優位性を武器に、規模が相対的に小さい企業を市場から駆逐することが可能になる。そして、競争がおのずとなくなっていく。このようにして成立する独占のことを、「自然独占」と言う。 5

自然独占と平均費用価格規制

ここで簡単化のために、自然独占が存在する市場で、同等のコスト構造を持つ企業Aが参入し、これまで市場を独占していた企業Bと市場を2分するようになったと考えよう。10
これまで市場を独占していた企業Bは生産量を減らさざるを得ないので、規模の経済性が縮小し、製品あるいはサービスの単位当りの生産コスト（平均費用）が上昇する。また、新規参入企業Aも、市場全てを手に入れることができないので、かつての企業Bほど規模の経済性を享受できない。したがって、企業Aの平均費用は参入後の企業Bの水準と同レベルになる（企業Aと企業Bは同等のコスト構造を持っていると仮定している）。このよう15
な場合、平均費用上昇が価格上昇につながって消費者に不利益をもたらす恐れがある。このような価格上昇を未然に防ぐために、新規参入を規制しなければならないという考えがある⁴¹。

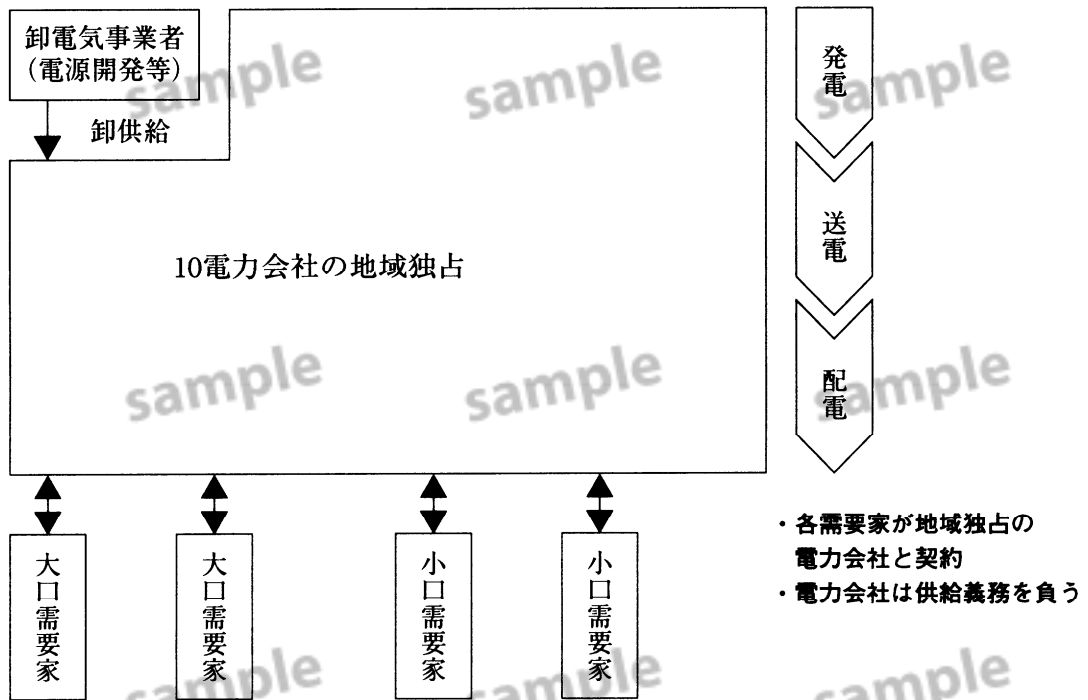
その考えを根拠に、政府は新規参入を規制し、既存企業の独占を認めることがある。た20
だし、独占を認める代わりに、政府は価格を平均費用+ α に制限することで独占企業が過度に利益を上げることを阻止する。このことを、平均費用価格規制という。ここで、 α は単位当たりの“公正な”利益幅を示す。

⁴⁰ 経済学的には、この不等式が成立している場合を「費用関数が劣加法的」という。

⁴¹ この考えに基づけば、自然独占が成立する場合に独占企業を分割することは、かえって消費者に不利益をもたらすことになる。

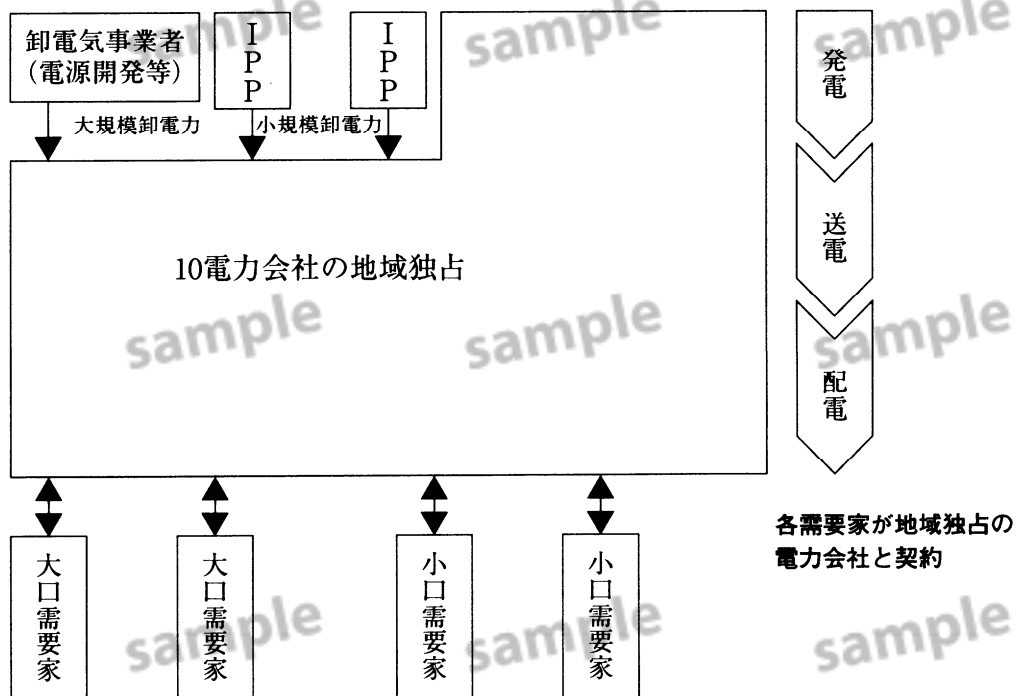
図1： 日本における電力供給の仕組みの変遷

① 1995年以前



注：電力会社は卸電気事業者から電力を購入し、自社発電分のもとは一括して需要家に小売転売した。

② 1995年以降2000年3月まで



注1：原電・原発等 200 万 k W 超の大規模卸電力は電源開発等の電気事業者が供給する。

注2：卸電力の入札対象は、開発期間が比較的短い（7年以内を目安）火力電源である。

③ 2000年3月以降

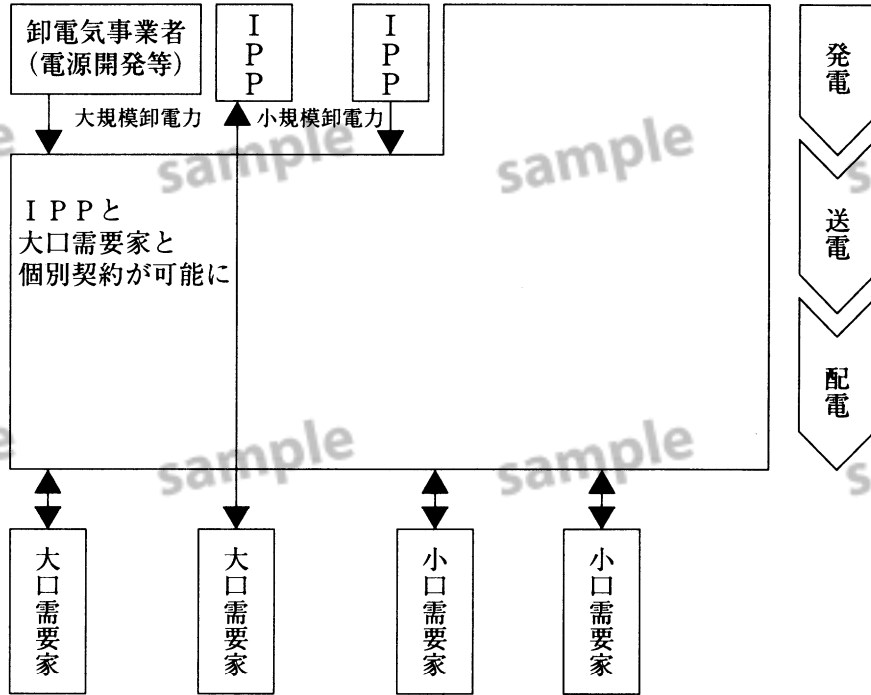
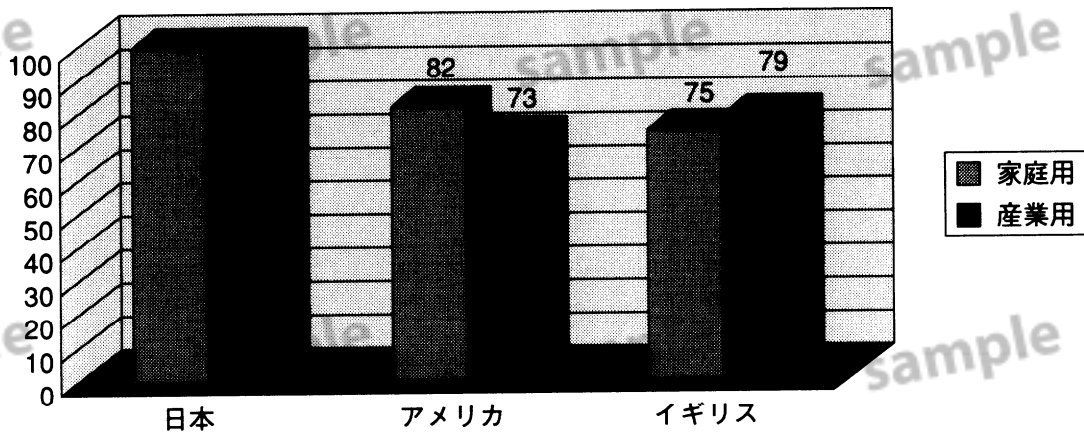
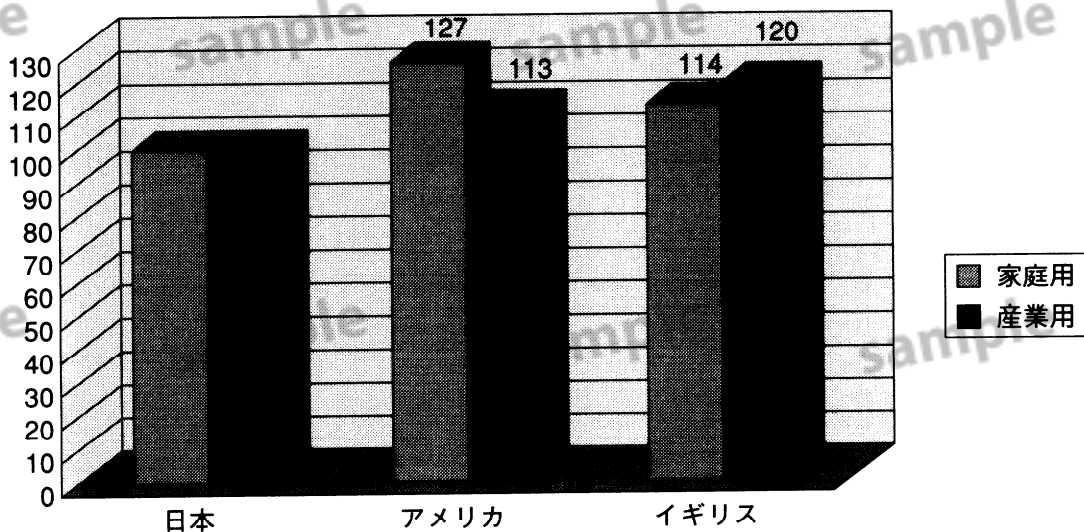


図2： 電気料金の国際比較 1994年6～7月

① 市場為替レート換算による指数： 1994年6～7月（日本＝100とした場合）



② 購買力平価換算による指数： 1994年6～7月（日本＝100とした場合）



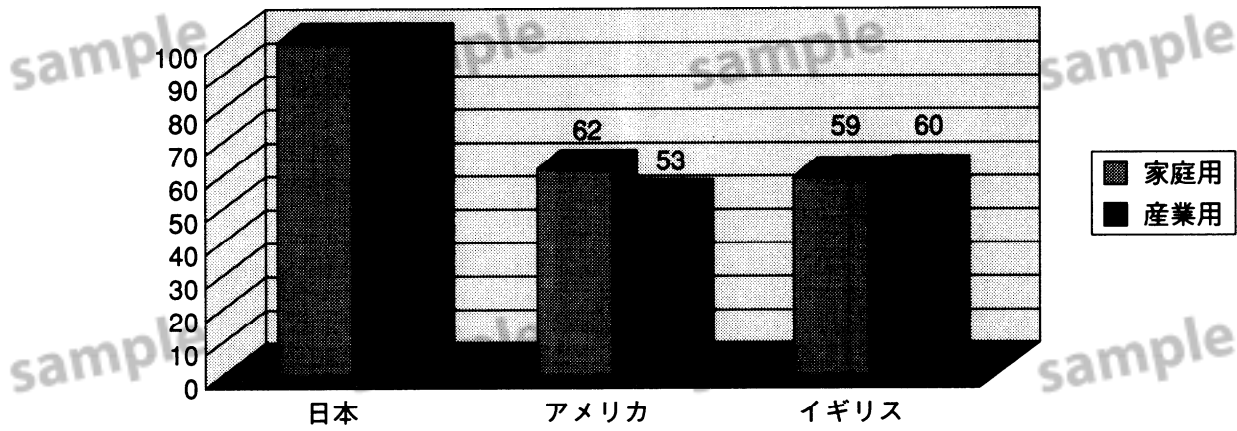
注1：94年6～8月の市場実勢為替レートを使用。1ドル＝100.35円、1ポンド＝154.30円。

注2：94年の購買力平価を使用。1ドル＝155円、1ポンド＝234円。

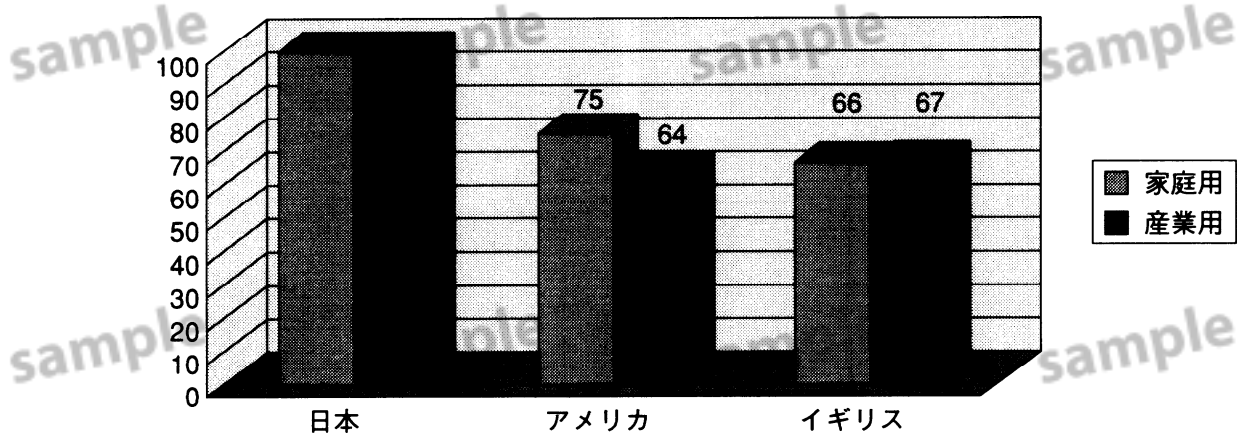
注3：経済企画庁のデータから作成。

図3： 電気料金の国際比較 1997年5月

① 市場為替レート換算による指数： 1997年5月（日本=100とした場合）



② 購買力平価換算による指数： 1997年5月（日本=100とした場合）

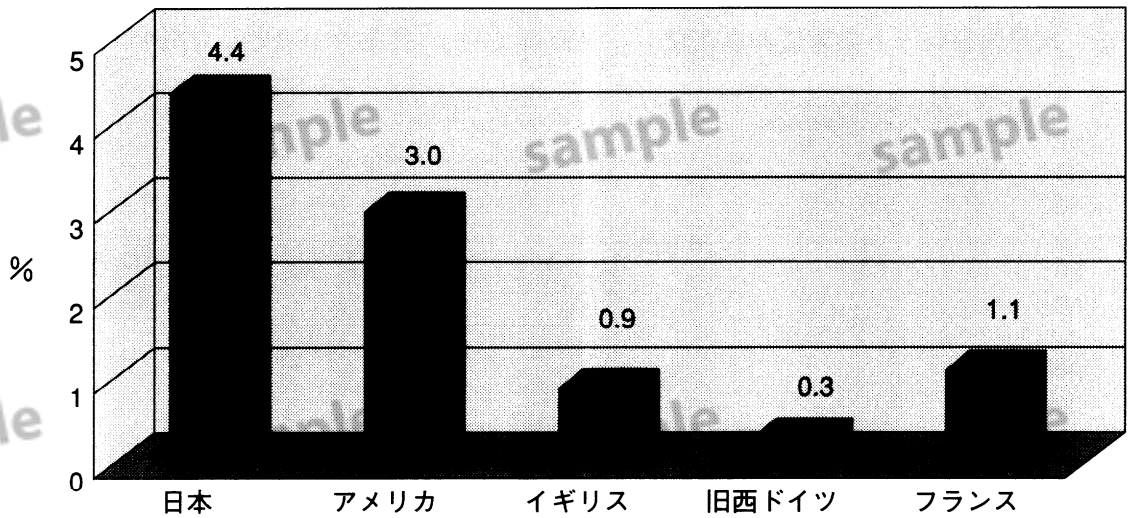


注1： 97年5月の市場実勢為替レートを使用。1ドル=118.99円、1ポンド=191.09円。

注2： 97年の購買力平価を使用。1ドル=143円、1ポンド=213円。

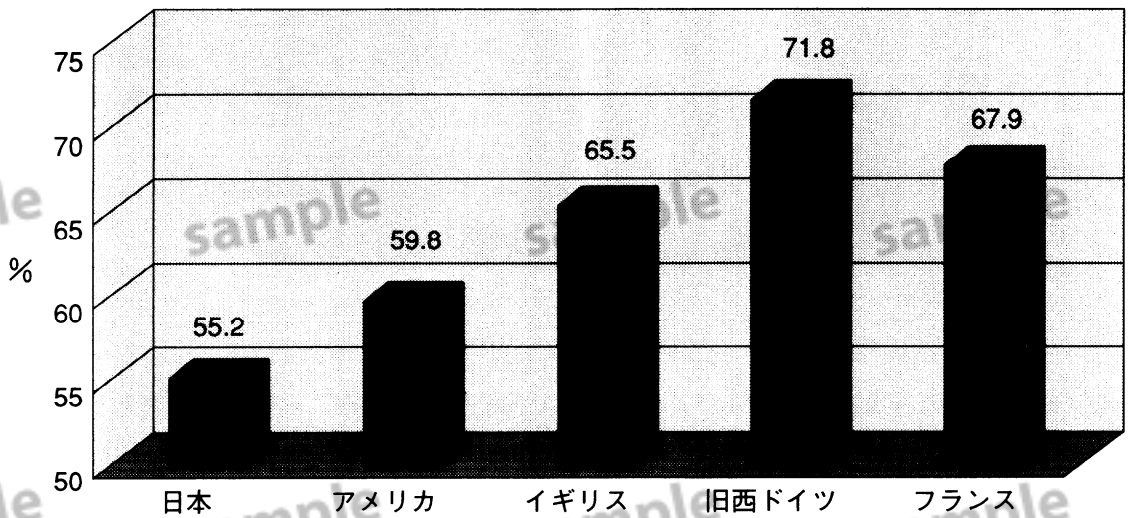
注3： 経済企画庁のデータから作成。

図4： 最大電力の年平均伸び率（1985～1995年：％）



出所：海外電気事業統計（1997）。

図5： 負荷率の国際比較（1995年：％）



出所：海外電気事業統計（1997）、電気事業便覧（1997）。

表1： 月別・時間別の最大・最小発電量

① 月別最大・最小発電量（年度別）

	1967年度	1975年度	1985年度	1995年度	1997年度
最大発電量 (10万kW)	343	725	1103	1711	1678
月	12月	7月	8月	8月	9月
最小発電量 (10万kW)	281	532	794	1157	1189
月	4月	5月	5月	5月	4月
最大/最小	1.22	1.36	1.39	1.48	1.41

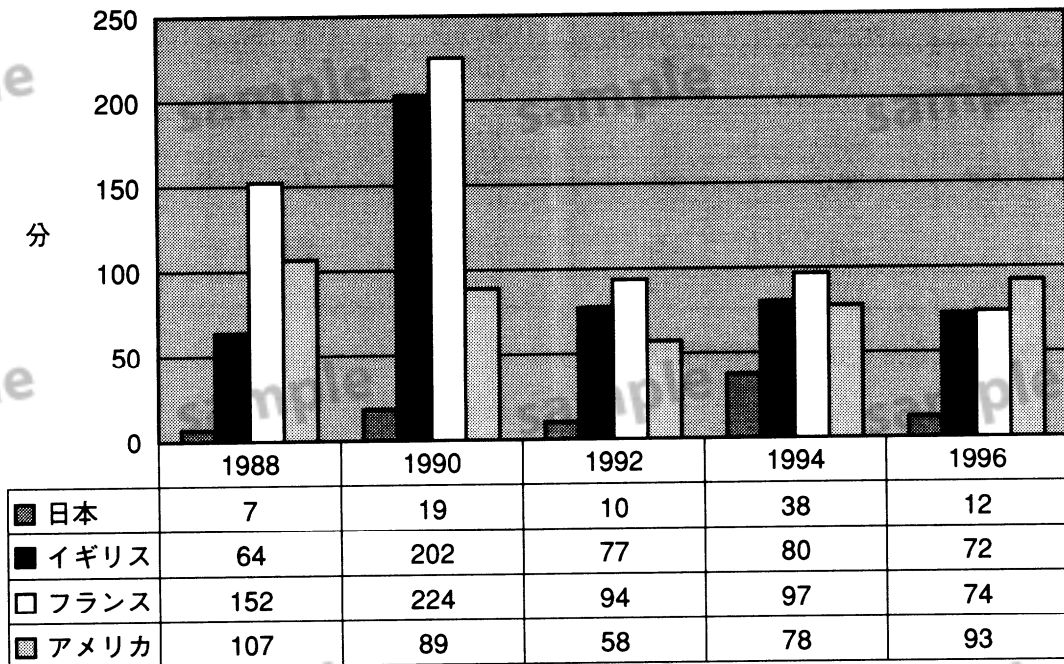
注：10電力会社合計。1975年度は9電力合計。

② 時間別最大・最小発電量（年度別、電力消費量最大日）

	1975/7/31	1985/8/29	1990/8/7	1995/8/25	1997/9/2
最大発電量 (10万kW)	725	1103	1437	1711	1678
時間	午後2時	午後2時	午後3時	午後3時	午後3時
最小発電量 (10万kW)	322	504	649	764	781
時間	午前5時	午前5時	午前5時	午前5時	午前5時
最大/最小	2.25	2.19	2.21	2.24	2.15

注：電力事業便覧。

図6：年度別各国停電時間（延時間／需要家数）

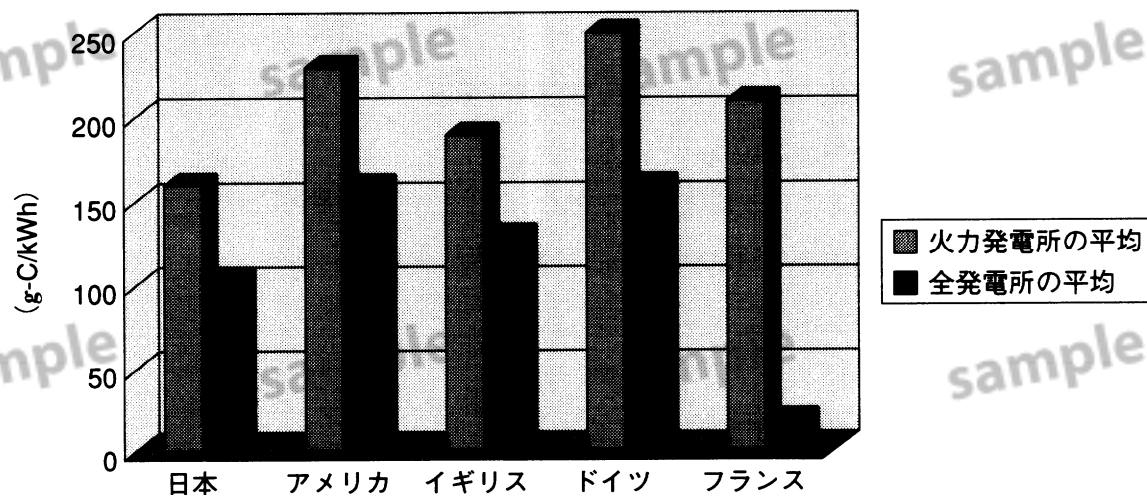


出所：電気事業連合会。

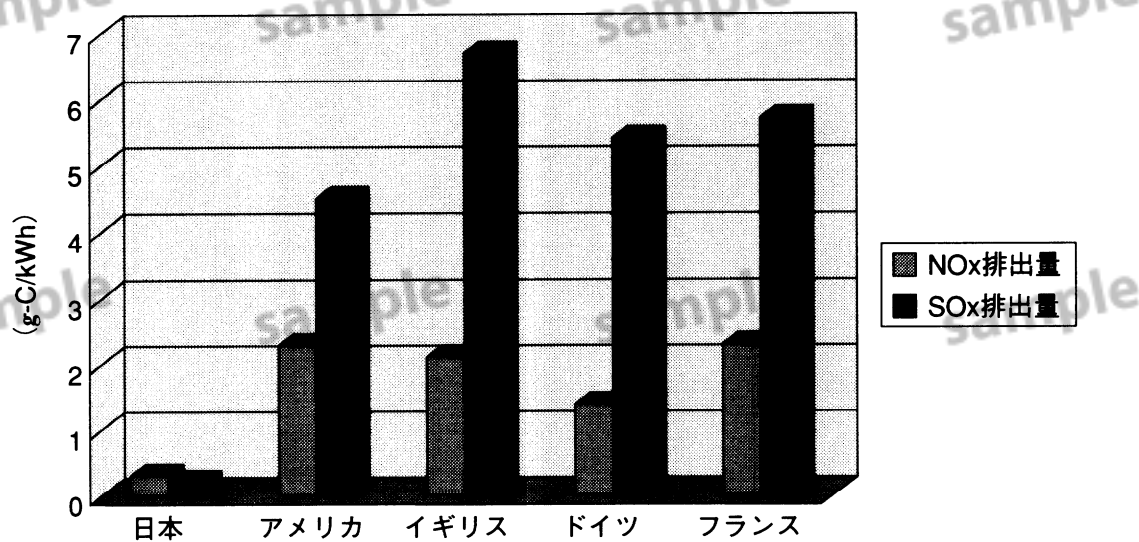
注：94年に日本の停電時間が増加しているのは、阪神・淡路大震災が主な原因。

図7： 環境対策の国際比較

① CO₂ 排出量の国際比較（火力発電所の平均、全発電所の平均）



② NO_x、SO_x 排出量の国際比較



出所：電気事業連合会より引用。

注1：日本、アメリカ、イギリスは電気事業者のみ。ドイツ、フランスは自家発電も含む。

注2：日本は1997年、アメリカ、イギリスは1995年、ドイツ・フランスは1994年のデータ。

表2： 95年以降の規制緩和の流れ

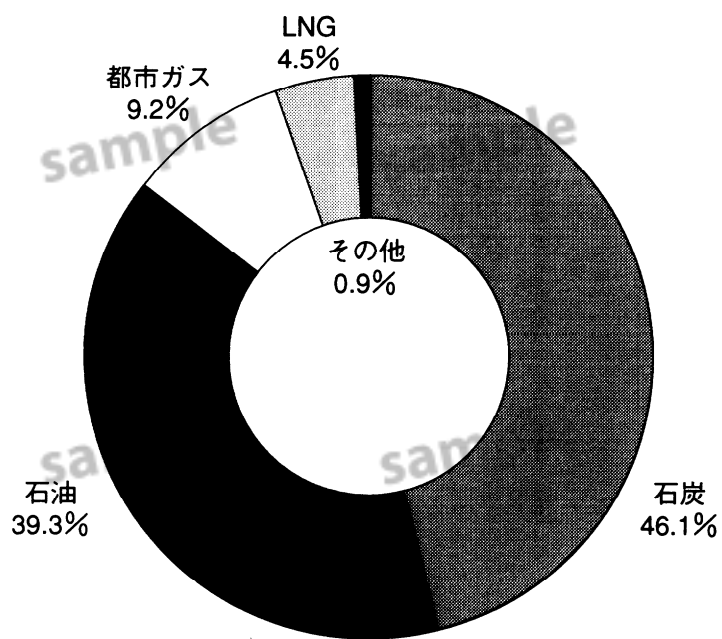
1995年	12月	改正電気事業法が施行（卸電力入札、ヤードスティック査定、燃料費調整制度導入）
1997年	1月	佐藤通産相（当時）が「発送電分離」発言
	4月	自己託送制度が実施
1999年	5月	改正電気事業法が成立（大口電力小売自由化、兼業規制撤廃）
2000年	3月	同改正電気事業法試行（予定）、兼業規制撤廃（予定）

表3： 電力会社別落札発電量（万kW）

	96年度	97年度	98年度
北海道電力	10	14.5	-
東北電力	18	13.93	-
東京電力	109.99	108.21	-
中部電力	27.05	42.557	-
北陸電力	-	-	-
関西電力	112.25	79.13	-
中国電力	-	23.5	-
四国電力	-	-	21.5
九州電力	27.4	30	-
沖縄電力	-	-	-
計	304.69	311.827	21.5

出所：通産省発表資料。

図8：卸電力の燃料別落札割合（96-97年度）



出所：通産省発表資料。

表4：電源別CO₂排出量とコスト比較

	排出量 (炭素換算g/kWh)	発電コスト (円/kWh)
原子力	3~6	9程度
水力	5	13程度
太陽光(家庭用)	22	70~100
風力	10	16~25
LNG火力	178	9程度
石油火力	200	10程度
石炭火力	270	10程度

出所：電力中央研究所、通産省、電気事業審議会。

図9：自己託送の仕組み

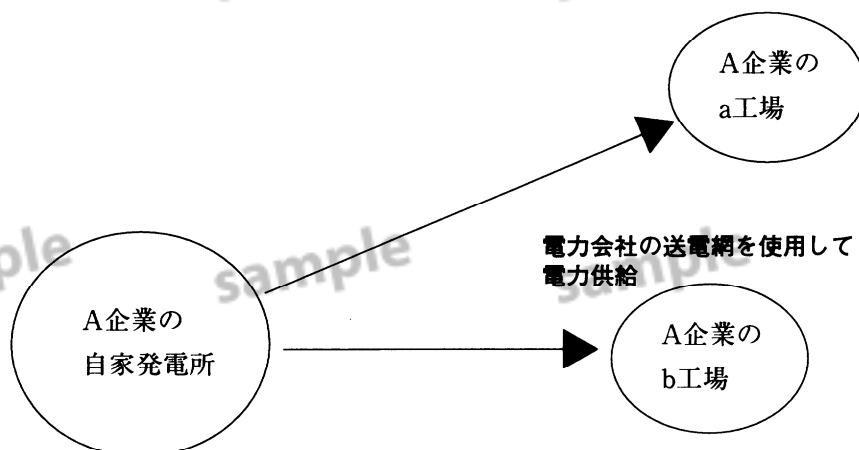


表5：10電力会社の貸借対照表（93～97年度、億円）

		1993年度	1994年度	1995年度	1996年度	1997年度
資産	固定資産 (うち電気事業固定資産)	368,692 (277,658)	382,790 (292,040)	395,418 (301,835)	404,083 (311,682)	408,369 (320,847)
	流動資産	15,971	16,338	16,216	14,628	15,047
	繰延資産	-	-	-	-	-
	資産合計	384,663	399,128	411,634	418,711	423,416
	負債及び資本	253,729 (103,220)	264,387 (107,199)	270,184 (110,129)	280,925 (114,890)	285,277 (109,848)
	流動負債	72,098	76,067	82,554	78,676	77,770
	引当金(湯水準備金)	1,184	369	297	241	317
	負債計	327,012	340,823	353,035	359,842	363,364
	資本金	25,796	25,796	25,976	25,995	25,995
	新株式払込金	-	-	-	-	-
	法定準備金	7,615	7,871	7,947	8,225	8,484
	剰余金	24,240	24,638	24,676	24,650	25,573
	資本計	57,651	58,306	58,599	58,870	60,052
	負債・資本合計	384,663	399,128	411,634	418,711	423,416

出所：日本電気協会、「電気事業の現状」。

表6：10電力会社の収支状況（93～97年度、億円）

		1993年度	1994年度	1995年度	1996年度	1997年度	
収入	電灯	49,230	53,460	55,270	55,247	56,915	
	電力	86,503	89,960	90,274	90,252	93,730	
	その他	6,960	6,708	7,847	7,676	7,938	
	経常収益合計	142,693	150,128	153,391	153,175	158,583	
支出	人件費	15,126	15,700	16,930	17,092	18,329	
	燃料費	17,164	17,760	17,121	19,952	19,092	
	修繕費	19,390	20,066	20,092	18,611	19,001	
	支払利息	14,495	14,448	14,715	13,934	14,306	
	減価償却費	24,129	26,395	28,229	29,205	30,485	
	固定資産税	3,144	3,427	3,661	3,817	3,921	
	事業税	1,938	2,062	2,079	2,074	2,155	
	その他	40,642	42,384	43,374	42,603	43,848	
	経常費用合計	136,028	142,242	146,201	147,288	151,137	
		経常利益	6,665	7,886	7,138	5,887	7,446
		湯水準備引当	335	-816	-71	-57	76
	特別損失	19	767	202	0	29	
	税引前利益	6,311	7,935	7,060	5,944	7,341	
	法人税	3,481	4,718	4,203	3,117	3,565	
	当期利益	2,830	3,216	2,857	2,827	3,776	

出所：日本電気協会、「電気事業の現状」。

表7：電力需要実績・予想（10電力会社）

	電力需要量（億kWh）			対前年度変化率（％）		
	96年度	97年度	98年度 （予想）	96年度	97年度	98年度 （予想）
電灯	2282.3	2323.7	2395.6	1.6	1.8	3.1
業務用電力	1596.6	1668.7	1738.7	4.5	4.5	4.2
小口電力	1094.7	1108.4	1132.7	1.4	1.2	2.2
大口電力	2602.4	2653.2	2678.3	2.2	2.0	0.9
その他電力	169.9	160.5	168.4	2.6	-5.5	4.9
合計	7746.0	7914.5	8113.8	2.3	2.2	2.5

出所：電気事業の現状（1998）。

注：一般家庭における需要は「電灯」に区分される。

表8：電力需要の長期的予想

	96年度（実績）	2010年度：既存対策のみのケース		2010年度：新対策追加のケース	
	単位：億kWh （構成比）	単位：億kWh （構成比）	年率換算変化率 （1996-2010）	単位：億kWh （構成比）	年率換算変化率 （1996-2010）
総需要	9,035 (100)	12,110 (100)	2.1%	10,670 (100)	1.2%
民生用	4,229 (46.8)	6,150 (51)	2.7%	5,120 (48)	1.4%
産業用	4,806 (53.2)	5,960 (49)	1.5%	5,550 (52)	1.0%
一般電気事業用（送電端）					
最大需要電力（万kW）	16,511	22,370	2.2%	18,890	1.0%

注1：「既存対策のみのケース」とは、既存対策等による省エネルギー効果などを見込んだ自然体での電力需要。BAUケース。

注2：「新対策追加のケース」とは、COP3を踏まえた省エネ法改正などの新たな省エネルギー対策の強化等による省電力を織り込んだ電力需要。対策ケース。

出所：電気事業の現状（1998）。

図10： イギリスの電力産業構造

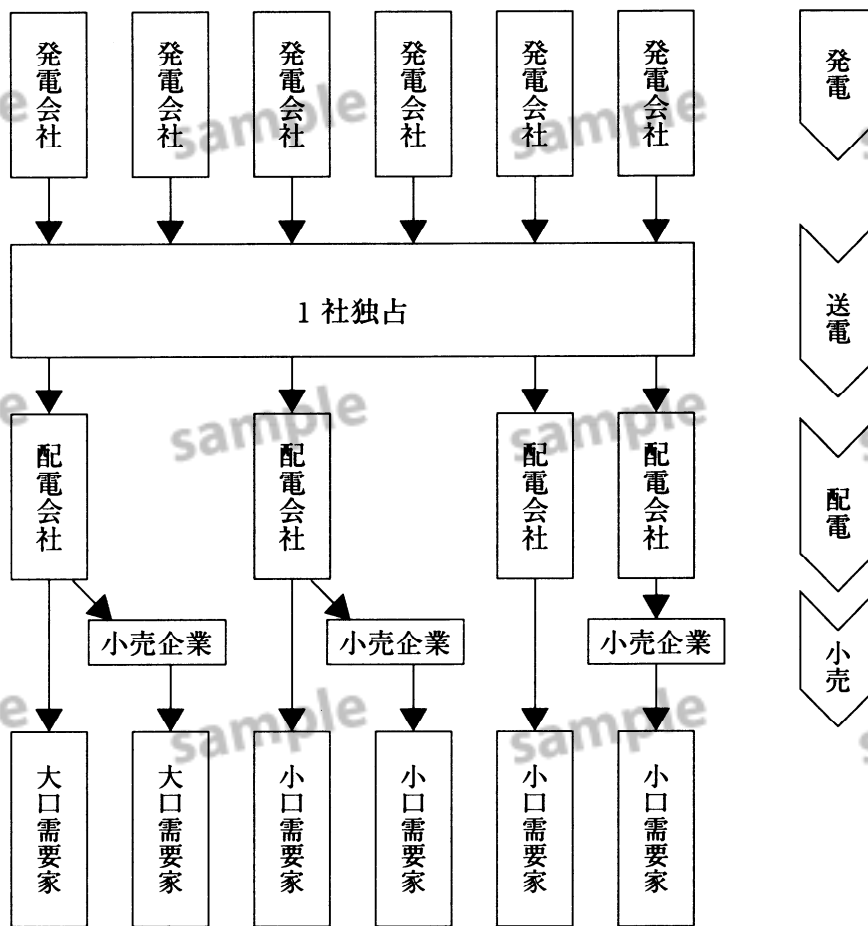
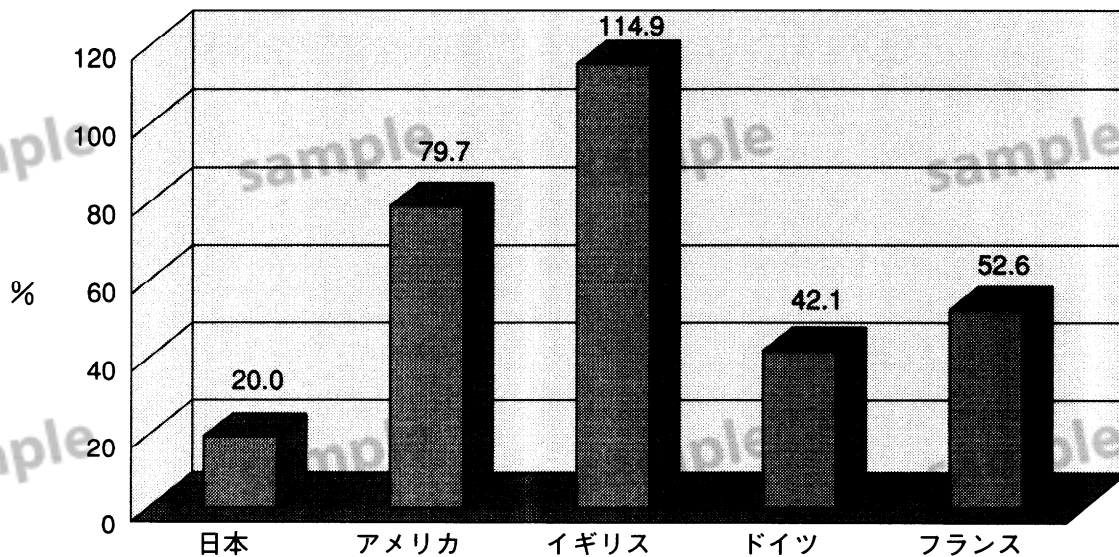
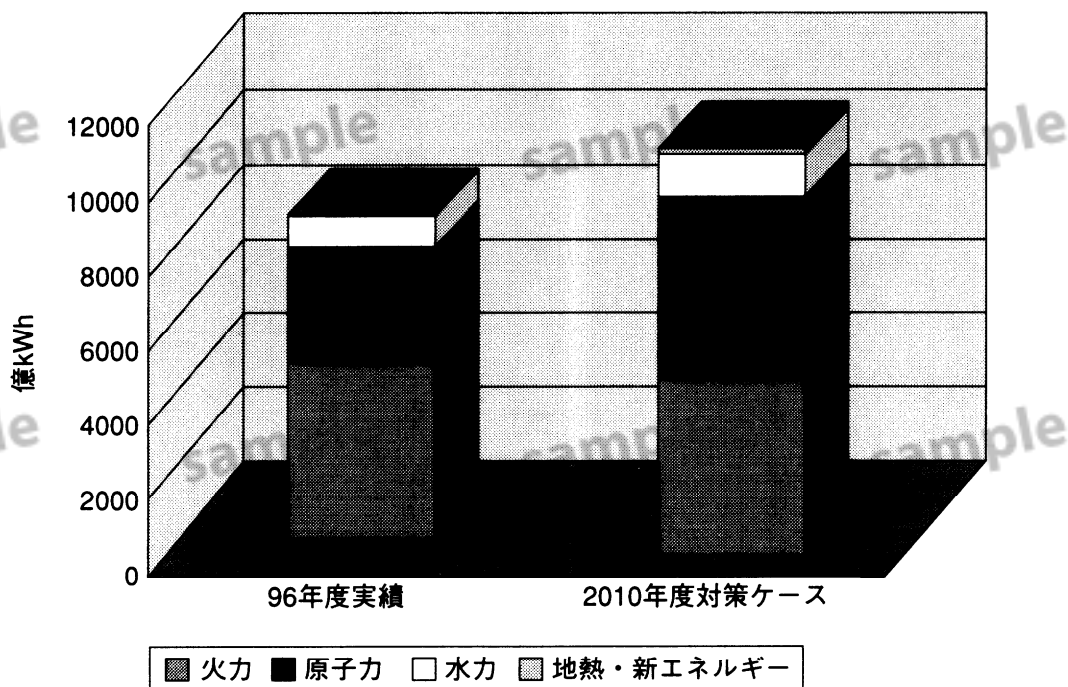


図11：エネルギー自給率（1995年：％）



出所：電気事業便覧。

図 12：長期電力需給見通しにおける 2010 年度の電源構成比



	96年度実績 (億kWh)	構成比(%)	2010年度 対策ケース (億kWh)	構成比(%)
火力	4821	55.2	4360	41.3
原子力	3021	34.6	4800	45.5
水力	838	9.6	1190	11.3
地熱・新エネルギー	49	0.6	210	2.0
合計	8729	100.0	10560	100.0

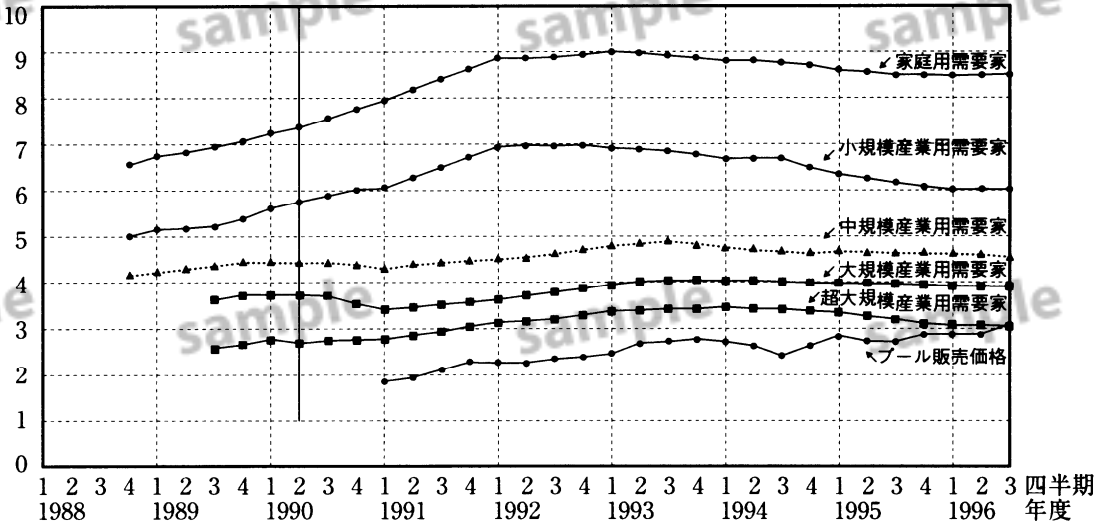
出所：電気事業審議会需給部会中間報告（1998）。

注：「2010年度対策ケース」とは、2010年までの二酸化炭素排出削減目標のため新たな対策を取ったケースのこと。

図 13：イングランド・ウェールズにおける価格動向（四半期移動平均）

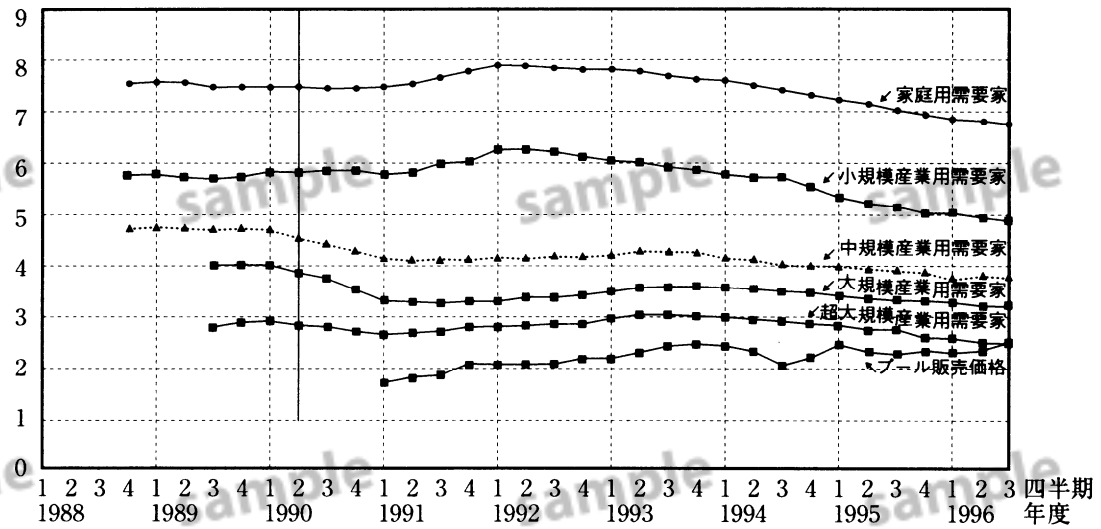
① 名目値

ペンス/kWh



② 実質値(1990年価格)

ペンス/kWh



出所：矢島（1998）から引用。

- 注：家庭用需要家 3300 kWh/年
 小規模産業用需要家 880 MWh/年未満
 中規模産業用需要家 880～8800 MWh/年
 大規模産業用需要家 8800～150,000 MWh/年
 超大規模産業用需要家 150,000 MWh/年以上

表9：ドイツにおける99年1月時点の家庭用電気料金水準（会社別）

RWE	約27ペニヒ（約16円）/kWh
ベルリン電灯・電力	約34ペニヒ（約20円）/kWh
ハンブルク電力	約35ペニヒ（約20円）/kWh
ドイツの平均	約33ペニヒ（約20円）/kWh

注：年間使用量3,500kWh場合。基本料金を含む総合単価（1マルク=100ペニヒ）。

出所：東京電力国際部、海外短信（1999年9月14日）。

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

sample

不許複製

慶應義塾大学ビジネス・スクール

Contents Works Inc.