

我が国電力産業の将来展望 —— 日本型自由化モデルの更なる挑戦 ——

《要 旨》

1. 電力自由化は、言うなれば「失敗の許されない社会実験」である。

90年代以降、欧米諸国で試みられた電力自由化政策は、相次いで発生した大停電の危機を経験し、その後の資源価格の高騰もあって小売価格の上昇に直面する等、その成果が改めて問い直されている。これは、電力産業は供給の効率だけではなく安定も社会的に期待される「公益的使命を帯びた産業」である、ということが再認識される過程であったとも言えよう。

一方、我が国の電力自由化は始まったばかりであり、自由化の真の影響が出現するとすれば、それは「これから」である。自由化により競争環境が緩やかに進展する可能性があるなか、供給効率性の追求と安定供給の維持向上を長期持続的に両立することは、電力産業に課せられた重い課題である。そのため、供給の効率だけではなく安定に対して、自由化がどのような影響を与えるのか、長期的に注視していく必要がある。

また、今後、電力産業に影響を与える要因は、自由化による競争環境の進展だけではない。需給環境の変化に加えて、資源獲得競争の激化や地球温暖化問題のグローバル化といった世界情勢の変化も、電力産業に大きな影響を与えるものと思われる。そのため、自由化による競争環境の進展が電力産業にどのような影響を与え得るのかについては、こうした要因も踏まえたうえで、複眼的に検討する必要があると思われる。

そこで、本稿では、以上のような環境認識のもと、まず我が国電力産業の現状を確認したうえで、次に今後の事業環境がどのように変化するかを展望することで、事業者がどのような課題に直面するかを浮き彫りにし、最後に今後どのような対応策を講じ得るのかを検討したい。

2. はじめに、電力産業の一般的な特性と我が国における特徴について認識しておきたい。

まず、電気という財の特性としては、需要面からみた特性として必需性と変動性を、供給面からみた特性として貯蔵困難性、エネルギー転換性を有しているものと思われる。次に、電力産業の部門構造の特徴に着目すると、垂直的に関連した発電・送電・配電・小売の4つの部門で構成され、各々が電気の製造、輸送、配給、料金回収という異なる役割を担っている。

電力産業は、こうした財の特性と部門構造の特徴に由来して、公益的産業、資本集約的なサービス産業、ネットワーク型の地域帰属的産業という3つの静態的な産業特性を有している。また、需要と供給、投資と回収、資金需要と資金調達のサイクルが各々長期的かつ逆方向の関係にあるという3つの動態的な産業特性を有している。そのため、電力産業は長期需給計画と料金規制と長期安定的資金調達策という時間調整機能によって補完されている。

以上の産業特性に加えて、我が国の電力産業の特徴も踏まえておく必要がある。まず、発送電一貫体制の電力会社が、需要全体の8割を供給しており、更には、発電事業者との垂直的な結合により、発電設備の8割を押さえており、供給の主体として大きな役割を担っていることが特徴と言える。次に、需要面で言えば、世界第3位の電力多消費国家であること、経済効率性が高いこと、需要のピークとオフピークの較差が大きいことが挙げられる。一方、供給面では、電源構成のベストミックス化が図られている一方、燃料の輸入依存度が高いという特徴を有している。また、需要と供給を結ぶネットワークに着目すると、その形状が串形構造であること、東西で周波数が異なること、更にはそうした制約のなかで広域融通を実践し、地域間の電力会社が水平的に結合することで安定供給を支えていることが我が国の特徴である。

3. 次に、我が国の電力自由化のこれまでの流れと現状について触れておきたい。

我が国では1990年代に内外価格差是正の社会的要請が高まるなか、他産業における規制緩和の試みや電力自由化の世界的潮流を受け、我が国の電力産業もまた自由化への道を進むこととなった。まず、1995年には発電分野が自由化され、IPPの参入が開始した。次いで2000年には小売分野が部分自由化され、PPSの参入が開始した。2003年の法改正では、小売自由化範囲の拡大、託送制度の見直し、卸電力取引所の創設等を骨子として更なる自由化が進められた。2007年の制度改革では全面自由化は先送りとし、2013年度から再検討することとした一方で、当面は卸電力取引市場の活性化等の競争環境の整備を図ることとし、現行の枠組を機能的にするための改善策が導入された。

我が国の電力自由化は、先に述べた我が国の特徴を十分に踏まえ、発送電一貫体制を前提として安定供給と環境適合と競争・効率性の3つの同時達成を図るという「日本型自由化モデル」を選択しており、欧米諸国の電力自由化とは一線を画したものとなっている。

小売分野の新規参入の状況や取引所の取引量をみると未だ小規模であるものの、安定供給を確保しつつ小売価格の低下により内外価格差が縮小していることに鑑みれば、自由化の成果は徐々に顕現化しつつあると言える。しかしながら、自由化は内外価格差が縮小されればそれで終わりというものではなく、安定供給等への影響が出現するとすれば、それはこれからであると思われ、より長期的な視点に立った評価が必要であろう。

4. 今後の需給環境を展望すると、需要は、電力化率の向上等を背景に長期的には増加基調を維持するものの、世帯数や経済成長の緩やかな低下とともに伸び率は鈍化し、2006年度から2030年度までの25年間の平均伸び率は+0.7%/年に留まる見通しである。

一方で供給は、原発が正常稼働できれば、ピーク時の供給余力は十分に確保されるが、原発の稼働率が低迷した場合や原発のリプレイスが円滑に実施されない場合は、安定供給に支障が生じる懸念がある。その意味では磐石と思われがちな安定供給であるが、原子力発電次第で、常に「累卵の危うき」にあることを充分に認識しておかなければならない。

5. 一方で、競争環境は、緩やかながらも徐々に厳しさを増す可能性がある。

まず、小売分野については、基本的には需要家還元への圧力は依然あり、事業者は引続き料金低廉化のために更なる効率化を進める必要がある。

それでは、料金の低廉化はどの位のペースで実施される可能性があるか、本稿では決算データから電力会社の需要家還元余力を試算することで、この問いに対する1つの考え方を提示した。

電力会社が需要家還元を行う場合には、安定配当継続の観点から配当所要利益を確保出来る水準までに留める必要がある。同時に、株主資本比率向上や有利子負債圧縮という経営目標があるなかで、フリーキャッシュフローがプラスとなる水準までに留める必要もある。従って、「配当所要利益の確保」と「フリーキャッシュフローのプラスの確保」という2つの条件を両立出来る価格水準までの限界的な値下げ幅が電力会社の需要家還元余力ということになる。

以上の考え方に基づき、10 電力会社の収支見通しを実施し、仮に需要家還元を行わなかった場合、どの程度の需要家還元の余力が生じるか、を2015年度まで算定すると、老朽化した送電設備の更新投資やこれまで繰り延べしてきた新規電源の開発投資が発生することにより、「フリーキャッシュフローのプラスの確保」を前提とした余力が制約条件となり、10 電力全体では2010年度には6.0%、2015年度には最大で10%超の需要家還元の余力を有する結果となる。

但し、ここで算定された需要家還元の余力は、あくまでも限界的な値下げ幅を意味するものであり、例えば、2015年度で10%超の余力を有するとしても、余力の分だけ需要家還元をすると内部留保は出来ない状況に陥り、追加的な費用や投資が発生した場合には財務体質が悪化することとなる。加えて、安定供給の確保のための更なる投資の必要性、内部留保の更なる充実の必要性、あるいは株主還元の可能性等を考慮すれば、全てを需要家還元に充当することは現実的ではない。従って、実質的な意味での需要家還元の余力は、今後は限定的であり、万が一値下げ圧力が高まりすぎると、安定供給のための投資等が十分に確保出来なくなる可能性があることに留意する必要がある。

他方、小売分野の競争が緩やかに進展していった場合、事業者が料金低廉化の原資を捻出するために電力調達コストを低減させる結果、卸売分野でもコスト削減圧力が高まり、競争原理が緩やかに浸透していく可能性がある。

そこで、本稿では、市場化が進展した場合の卸売市場価格の水準について、仮想モデルを作成し推計することで、市場化の進展が電力産業に与える影響を検討した。なお、具体的な算定方法については、本文に詳細を記述してあるので参照されたい。

市場価格の試算結果と、2007年度の日本卸電力取引所の実績値を比較すると、取引所の実績値は、オフピーク時には限界コストよりは若干高いものの、ピーク時には限界コストを下回る水準で推移していることが見て取れる。このことから、現在の取引価格水準では、償却費は殆どカバーできていないことが推測され、現状の価格水準では投資判断のメルクマールとしての機能は果たしえないものと思われる。取引所の取引量は販売電力量の0.3%と未だ小規模であることを踏まえれば、長期的視点に立った評価が必要であるものの、このような価格水準が長期化すれば、新規電源の開発が

遅滞する可能性もあることに十分留意する必要がある。

次に、仮に競争環境が進展した場合、産業構造が緩やかに変化していく可能性があり、更には、安定供給に支障が生じる可能性があることを指摘しておきたい。

まず、需要家のスタンスの変化を受ける形で、競争環境が進展する可能性がある。需要家還元の圧力が更に高まる可能性、電力の品質を重視する考え方、総合サービスへの要請等、需要家の嗜好の多様化と先鋭化の傾向は、今後更に強まっていくものと思われる。

そして、このような形で仮に競争環境が進展すれば、事業者は、如何にして需要家に選択されるかという視点での経営努力を進めるなか、他社に対する競争優位性確保のための戦略を研ぎ澄ましていくことになる。その過程で、電源立地に恵まれた電力会社が電源を開発し需要集積地を抱える電力会社に卸売をする、あるいは、立地協力あるいは共同開発を行う、といった水平的結合関係は、緩やかであるが徐々に弱まっていく可能性がある。

また、電源の経済性を図る客観的なメルクマールとして、卸電力取引所による指標価格が形成されつつあるなか、コスト競争力に対する厳しい視線が投げかけられることになる。電力会社の地域毎の需給環境によっては、経済性が劣化する余剰電源であれば市場から押し出される可能性もある。その結果、卸電気事業者や IPP 等の発電事業者が電力会社に長期相対契約で卸売をするという垂直的結合関係も緩やかであるが徐々に弱まっていく可能性がある。

このように、小売と卸売の両分野での競争環境が進展した場合には、事業者はネットワーク全体の最適化ではなく、事業者単体での部分最適を志向せざるを得なくなるものと思われる。

時間調整機能もまた、徐々にその効果を失っていく可能性がある。例えば、料金規制については、小売自由化範囲の拡大によって、既に自由化分野については自由料金体系が導入されており、また、規制分野についても値上げは認可制であるのに対し、値下げについては届出制であることから、やはり下方圧力が働く。また、長期需給計画の策定については、PPS には義務付けられていないことから徐々に形骸化する懸念もある。

仮に、これまで安定供給の確保を支えてきた仕組みとして、垂直的結合と水平的結合が徐々に弱まり、また、料金規制と需給想定という時間調整機能が徐々に失われた場合、長期安定的な資金調達が最後に残された支柱となろう。

しかしながら、競争環境の進展等により事業の不確実性が増すなか、そして投資効率に対する資本市場の眼が厳しくなるなか、電力産業の「時計の針」はこれまでよりも早く進むことになるものと思われる。即ち、事業者としては投資回収期間の短期化を図らざるを得ないため、長期のリードタイムや巨額の資金を要する電源の開発は徐々に困難となる可能性がある。

これまで述べてきたように、自由化政策がいったん導入された以上は、競争環境が緩やかに進展する可能性は否定できないが、万が一過度に競争環境が進展してしまうと、安定供給に支障が生じる可能性もある。従って、今後は、料金の低廉化という自由化の成果だけを期待するのではなく、むしろ、本来電力産業に期待する「安定供給」に悪影響が生じないか、十分留意する必要がある。

6. 電力産業を取り巻く世界情勢もまた変革期を迎えている。

第1点目は資源獲得競争の激化である。

足許、世界同時不況が深刻化するなかエネルギー需要が減退し、需給は緩和する方向にある。しかしながら、長期的に見れば、世界の一次エネルギー消費は右肩上がりで拡大を続けるものと思われ、資源獲得競争はより激しさを増す方向にある。このような状況を踏まえ、近年、欧米ではエネルギーセキュリティの確保を強く意識した新たなエネルギー政策を打ち出されている一方で、資源国ではナショナリズム高揚の傾向を強めている。

エネルギー需要の殆ど全てを輸入に依存している我が国にとっては、エネルギーセキュリティの確保は大きな課題と言える。我が国エネルギー政策の中核のひとつである電力業界にとっても、足許燃料価格は低下したとはいえ、長期的にみれば資源を巡る国際競争が厳しくなることが予想されるなか、低廉かつ安定的な資源調達に向けた取組みは今後の課題として位置づけられる。

第2点目は地球環境問題のグローバル化である。

我が国のCO₂削減目標は、1990年度比▲6%となっているが、2005年度の実績をみると1990年度比+7.7%増加しており、目標を達成するためには大幅な削減が必要な事態となっている。加えて、当然のことながら、地球環境問題は目先の第一約束期間の目標を達成すれば済む訳ではない。ポスト京都議定書のあり方を巡る国際的な議論が活発化するなか、我が国としても、世界全体の温室効果ガスの排出量を2050年までに半減するという長期目標を標榜しており、またその過程では2020年度にはゼロエミッション電源比率50%以上という中期目標もある。従って、中長期的に温暖化ガスの削減努力を継続しなければならない。

一方、電力業界は、使用端CO₂排出原単位を2008年度から2012年度の5年平均で90年度比2割削減するという自主目標を定めている。しかしながら、殆どCO₂を排出しない原子力発電の稼働状況によって原単位が変動するのが実態であり、近年の原子力発電の稼働率低迷の影響で、排出原単位はむしろ悪化している。原子力発電の稼働率向上なくしては、自主目標の達成は厳しいと言わざるを得ず、排出権の追加的購入を視野に入れなければならない状況にある。また、我が国の中長期的な政策目標を踏まえれば、電力業界としても、中長期的にも削減努力を継続する必要があるものと思われる。

7. 以上の事業環境の変化 ―需給環境の変化、競争環境の変化、世界情勢の変化― を踏まえると、電力産業の今後の課題は以下の3点に整理されるものと思われる。

第1に安定供給の確保、地球環境問題への対応やエネルギーセキュリティ確保といった「公益的課題への対応」が課題として挙げられる。

これまで電力産業は、供給効率性の追求だけではなく、安定供給や環境保全といった公益的使命を果たすことが社会的に期待されてきた。資源や環境問題を巡る世界情勢が変化しつつあるなか、安定供給の確保、エネルギーセキュリティの確保、地球環境問題への対応などの公益的使命を果た

すことへの社会的要請は、むしろこれまで以上に高まっていくものと思われる。一方で、自由化新時代を迎えた今日、これまで事業者の公益的課題への取組みを補完してきた垂直的結合、水平的結合、時間調整機能はその効果を緩やかではあるが徐々に失っていく可能性がある。そのため、事業者の自律的な取組に一層の期待が寄せられることとなる。

第2に競争環境の緩やかな進展に備えて、「競争優位性の確保」が求められる。

従って、価格競争力を維持・向上させるために効率化を更に推進する必要がある。しかしながら、料金低廉化に経営資源を過度に費やし、公益的課題への対応が疎かになっては本末転倒であり、また、安定的な財務基盤の確保は、低廉な資金調達を通じて電気料金の低廉化と安定化を図るうえで重要であり、需要家還元偏らずに一定の内部留保を進める必要もある。

第3に「成長戦略への挑戦」が期待される。

需要の伸びが低迷するなか、需要家還元の継続を求められるとすれば、長期的には本業は成長鈍化を余儀なくされよう。加えて、公益的課題への対応のための投資も必要であり、キャッシュフローの余力は徐々に縮小に向かうものと思われる。従って、電力会社は今後のキャッシュフローに余力を有するタイミングを如何に捉え、そのタイミングで如何に新たな成長戦略を描くかが大きなポイントとなろう。その意味は、新たな需要の創出に加えて、多角化戦略や海外への事業展開といった挑戦も、今後の検討課題となろう。

そこで最後の章では、こうした多岐に亘る課題が予想されるなか、事業者はどのように対応すべきか、求められる事業戦略について考えたい。

8. 先ず以って電力産業に求められるのは、一層重みを増す公益的課題への対応である。

そこで、第1に長期持続的な安定供給の確保、第2にエネルギーセキュリティの確保への貢献、第3に地球環境問題への対応の3点から検討を試みたい。

第1の長期持続的な安定供給の確保としては、安定供給のための適正な設備投資の継続が求められるとともに、電源投資の柔軟性も確保する必要がある。また、リスク管理と価格体系の再構築を図るとともに、万が一原発等の供給力が停止した場合に備え、石油火力を保険的機能として確保しておくことも一考に値しよう。加えて、原子力発電を長期的に活用していくために、円滑なリプレースのための新・増設に向けた取組の一層の強化が必要であり、そのためにも、過度な値下げ競争に経営資源を費やすことがないようにしなければならない。また、バックエンドコストの追加的な対策として、第二再処理工場に関わる制度・措置を検討する必要もある。

第2のエネルギーセキュリティ確保への更なる貢献も大いに期待される。

我が国にとって、原子力を有する電力産業にエネルギー自給率の大部分を依存しているという実状を踏まえれば、燃料の安定調達に関わる事業者の取組が従来以上に重要性を増している。加えて、事業者にとって資源調達力を強化することは、我が国産業の活動基盤を支えエネルギーセキュリティの確保に貢献するだけでなく、他社との差別化にも繋がる要素として重要性を増している。

具体的な燃料調達力の強化策として、第1に上流権益の確保、第2に中流部門の強化、第3に調達リスクの分散、第4に調達コンソーシアムの形成が挙げられよう。

まず、1点目の上流権益の確保についてであるが、電力会社ほど多様なエネルギー資源を利用する企業は無いこと、企業規模としても大きいこと、さらには、低廉かつ安定的な資金調達力を有していること等から、上流権益投資に取組むことが出来るエネルギー企業として、電力会社への社会的期待は大きい。ウランや一般炭のように電力会社はその殆どを利用する資源については、自ら安定調達を図っていく必要性は高いものと言えよう。

今後の開発プロジェクトは、外資の活用や長期契約による販売先の確保が重要となるなか、我が国の電力会社は需要規模が大きく、長期安定的な調達を必要とし、かつ、資金調達力を有する。その意味では、エネルギー資源を確保する意味では好機が到来していると言える。

2点目の中流部門の強化については、石炭の港湾インフラやLNGの液化設備、あるいは自社船や専用船の確保等、といった中流分野を強化することで、エネルギーチェーン全体を揺ぎ無いものにする必要もある。

3点目として調達リスクの分散を図ることも重要である。特定の地域や国に偏ると、主要調達先からの輸入が滞ったときの影響が大きくなる。従って、事業者としても輸入先の分散を図ることは重要である。

その意味でも、第4の調達コンソーシアムの形成が重要となる。自由化の流れのなかで、事業者は共同調達から単独での調達へと転換を図り、燃料調達力を競い合う方向性に向かった。しかしながら、今後は、低廉かつ安定的な調達のためには、購入規模を拡大し交渉力を強化する必要がある。

第3の地球環境問題への対応も一層重要性を増している。

電力業界は使用端CO₂排出原単位を2008年度から2012年度の5年平均で90年度比2割削減するという自主目標を定めているが、近年の原子力発電の稼働率低迷の影響によって、排出原単位はむしろ悪化しており、原子力発電の稼働率向上なくして目標達成は厳しいと言わざるを得ない状況にある。諸外国に眼を転じると、定期検査期間の短縮等によって、原子力発電の稼働率向上を果たしている国が散見される。我が国でも、2009年4月から新たな定期検査制度が導入されることとなり、検査間隔が従来の13ヶ月から18ヶ月に、そして施行後5年後には24ヶ月迄検査間隔を延ばすことが可能となり、ようやく稼働率90%程度となる目途が立った。事業者には引続き安全運転の実績を積むことが前提となるが、新制度を適切に活用し稼働率向上を図ることが求められる。

一方、新エネルギー発電の導入を可能な限り進めていくことも重要である。新エネルギー発電の導入コストは高く、また、風力発電のように運転が不安定な電源は送電網への負担が大きいこと、そもそも資源密度が小さいため急激な開発が困難等、導入のための課題は山積しているのが実態である。とはいえ、新エネルギーの導入拡大は、地球環境問題への対応だけではなく、エネルギー自給率の改善にも資するものであり、メガ・ソーラーや大規模ウィンド・ファーム等の建設に向けた取組は重要と言える。

次に、火力発電の活用策では石炭火力の扱いが大きなポイントとなろう。排出権価格を 20 ユーロ/t-CO₂ と仮定し、1kWh 発電する際の CO₂ 排出量をオフセットするために必要なコスト加味しても、依然として石炭火力はコスト競争力を有するものと思われ、既存の石炭火力の有効活用を図るべきであろう。併せて、石炭火力のガス化発電等、高効率発電技術の開発も期待される。

事業者にとって地球環境問題は、自主目標や規制への対応だけではなく、環境面での品質を重視するという需要家ニーズが高まるなか競争力の格差に繋がる可能性も孕んでおり、今後、益々重要となるものと思われる。

9. 公益的課題への対応を果たしたうえで、次に求められるのは競争優位性の確保である。

第1に、中長期的には緩やかながら競争環境が進展することが予想されるなか、事業者は価格競争力の確保のため更なる効率化を推進する必要がある。これまでの値下げの主因であった資本費の低減効果には、今後は多くは期待できず、償却費や支払利息以外の費用の一層の合理化が必要であり、その過程で徐々に企業間の格差を生じることが懸念される。一方で、効率化で生まれた余力は、価格競争力だけでなくサービス面での販売力の強化に向けることも今後の課題となる。

第2に、安定した財務基盤を更に強化していく必要がある。

需要家還元の余力は徐々に低下していく方向性にあり、財務基盤の強化は従来よりも遅いペースに留まると思われる。もっとも、電力産業は、事業の長期安定性に基づく高い信用力を有しており、過度に資本を充実させる必要性は乏しい。とは言え、株主資本比率が低くなり過ぎると、長期安定的な電力産業といえども、高格付を維持できなくなり、かえって資金調達力が低下する懸念もある。

全面自由化の可能性や、省エネルギー化の進展により需要がピークアウトする可能性、あるいは競争環境が緩やかに進展する可能性等を考慮すると、長期的にみれば事業環境の不確実性は排除されたわけではない。従って、大規模な投資を必要とする産業特性に鑑み、如何なる局面においても低廉かつ安定的な資金調達力を揺ぎ無いものとするためには、十分な財務基盤を長期的に確保しておくことが同時に求められる。

以上を踏まえれば、現在の高格付を維持し得るだけの財務基盤の安定性を確保することと、過度に資本を充実させることなく加重平均資本コストを低廉に仕上げることを両立させることが重要である。その意味では、株主資本比率は、近年、資源価格高騰や原発稼働率低下等により若干後退を余儀無くされたことから、まずは2006年度水準まで回復させることが重要であるが、その後は、公益的課題への対応のために必要な投資や需要家還元を行い、更には成長のための投資、あるいは自社株取得や増配等の株主還元を行っていくことで、30%を超えない程度の一定の範囲に意識的にコントロールすることが、今後とも必要となろう。

10. 最後に、成長戦略への更なる挑戦が期待される。本稿では、成長戦略と株主還元のあり方、求められる成長戦略の具体策について述べたい。

まず、成長戦略と株主還元のあり方についてである。

今後、需要の伸びが低迷し、料金低廉化が継続すれば、本業の成長は緩やかに鈍化する方向を余儀なくされよう。また、競争環境が徐々に厳しさを増すなか、キャッシュフローの余力も徐々に縮小に向かうことが予想される。従って、電力会社は今後のキャッシュフローに余力を有する好機を逃さず、新たな成長戦略を描くことが、資本市場から求められることになる。

増配等による株主還元が株主からの期待に対する「短期的な回答」であるとするれば、成長のビジョンを示し実行に移すことは「長期的な回答」であると言え、電力産業の長期安定性への認識が維持される限りにおいて、後者の考え方はより市場に馴染むものと思われる。但し、成長のための投資を行う場合、需要家還元や株主還元の期待があるなか、需要家と資本市場の双方から投資効率への厳しい視線が向けられることとなる。

他方で、世界的に金融緩和策が講じられるなか、電力会社の株式の利回りの高さが投資家に選好される局面もあると思われ、配当利回りが長期金利に割り付けた場合や、また、燃料価格の下落や原子力発電の正常稼働化と更なる合理化により利益水準が回復した場合等では、増配等による株主還元を求める声が高まる可能性がある。もっとも、電力産業の持つ公益性、すなわち不特定多数の消費者利益を重視するという観点から言えば、株主還元は需要家還元よりも優先して実施されるものではなく、強いて言えば需要家還元と同時並行して需要家還元を上回らない規模で実施されるもの、と位置付けるのが妥当と思われる。また、需要家還元や株主還元だけではなく、供給信頼度維持のための設備の維持更新投資やバックエンド費用の積立はむしろ優先的に行う必要があり、更には、資源確保や環境対応への期待も高まっていくものと思われ、そうした分野に一定の投資を行う必要もあろう。

従って、仮に課題の重要度に鑑み、キャッシュフローの使途に順番を付けるとすれば、第1に公益的課題への対応のための投資、第2に競争優位性の確保に向けた取組、第3に成長戦略への更なる挑戦となるものと思われ、限られたキャッシュフローをバランスよく配分したうえで成長戦略に取り組む必要がある。

次に、求められる成長戦略の具体策について述べたい。

成長戦略への挑戦の扉は、競争優位性の確保と公益的使命の達成という優先すべき2つの課題を両立して初めて開かれるものである。今後競争環境は厳しさを増し、公益的使命は益々重みを増していく方向性にあり、電力産業は内憂外患を抱えなるか、成長への道は決して平坦ではなく、むしろ狭く陰しいものとなろう。しかしながら、事業活動のダイナミズムを維持するため、また、経営の自由度の拡大という自由化の果実を勝取るためにも、今後キャッシュフローに余力を有するタイミングを、新たな挑戦に向けた第1歩を踏み出す絶好の機会として捉えることが重要と思われる。

斯かる認識のもと、競争優位性確保と公益的課題への対応の両立を前提としたうえでの電力産業の新展開として、①新たな需要の創出、②多角化戦略の推進、③海外への事業展開の拡張の3点につき考えてみたい。

第1の新たな需要の創出については、PHEVやEVの普及促進による、ガソリン等の輸送用燃料から電力へのシフトも期待されている。そこで本稿では電気自動車の普及が今後の需給に与える影響について検討した。仮に2030年度にはストックの殆ど全てがPHEVとEVに転換されるものとする、その際の電力需要の押し上げ効果は267億kWh程度に達し、電力需要の伸びは鈍化することなく、横ばいで安定成長を続ける結果となる。また、仮に2006年度のストック台数(75,680千台)の全てがEVに替わったとすると需要は+6%程度押し上げられることとなる。

以上の如く、直ぐにはではないが、長期的には、電気自動車により輸送用エネルギーが電力へシフトすれば、本業での成長を維持することが可能となる。一方、輸送用電力需要は供給区域を跨いで移動することから、料金やサービスによる差別化次第では、企業間で需要の取込み割合に差異が生じる可能性もあることに留意が必要である。従って、電力産業としては、これらの需要を確実に捕らえるためにも、電気自動車の普及促進に向けて充電インフラを積極的に整備し、研究開発にも主体的に関与するなど、自らイノベーションを推し進めることが重要である。但し、期待される需要量に比べて、急速充電器は未だコストが高いこと等から、充電ビジネスの具体化までには時間を要するものと思われる。

第2のポイントは、多角化戦略の推進である。新たな事業を育成していくことは、収益拡大を維持するためだけではなく、企業組織の活性化や地域貢献の観点で重要な意義を有すると言え、また、電力需要が地域経済と表裏一体であることも踏まえると、間接的に本業に寄与するものもある。

多角化展開を成功させるためには、ガス事業や水道事業等のように燃料調達や料金回収など、特定の部門で電気事業と密接に関係し本業とのシナジーが働く分野、あるいは既存資産の有効活用が可能な分野において、着実な展開が求められる。そのうえで、究極的にはマルチ・ユーティリティ企業として生活インフラを支える事業を多角的に展開するような企業像を描くことも一案である。

公益的課題への対応や競争優位性の確保がまずは優先課題であると思われるが、ガス事業で言えば、パイプライン等の既存の保有設備を活用でき、また、燃料調達面でのシナジーが期待出来るガス事業については、2つの優先課題を損なうものではないことから、多角化事業の今後の柱となる可能性を秘めている。但し、グループ経営管理の強化を同時並行して実践し、本業の収益性を毀損しないようなルール作りが求められよう。

第3の海外への事業展開の拡張については、企業規模の維持・拡大、公益的課題との調和の可能性、人材や技術の維持・向上、資金調達力という強みを発揮し得るという意義があると考えられる。具体的な戦略として、(i)地域戦略、(ii)新たな事業分野、(iii)小売を含めた事業展開の可能性の3点について考えてみたい。

1点目の地域戦略については、大きくわけて2つのケースが考えられる。第1に欧米等の自由化がある程度進んだエリアへの展開であり、第2に今後経済成長がみこまれるアジア地域への展開である。前者の場合では、業況が悪化した会社が売却する発電設備の取得による参入、あるいは、近年の価格競争の激化に起因する電源開発の停滞を背景とした新規電源による参入の余地があろう。

一方、後者の場合は、需要の急拡大により供給力が不足していることから、参入の余地があるものと思われる。当該地域の事業展開のメリットとしては、前者のケースにおけるメリットに加えて、CDM プロジェクト型であれば排出枠を獲得することが出来るし、環境対応と経済成長を両立するための技術的支援を提供することで資源外交の交渉材料としても活用できる。また、両者ともインフラ・ファンドの投資が活発化してきた地域であり、今後インフラ・ファンドが資産ポートフォリオの見直し等により売却を検討する可能性があるなかビジネスチャンスが到来するものと思われる。

2 点目の新たな事業分野の可能性については、現在、我が国の電気事業者の海外発電事業は、ガス火力や石炭火力が中心となっているが、世界的に原子力発電の再評価の機運が高まりつつあるなか、欧米や中国を始めとするアジア諸国では原子力発電の新規開発が多数計画されており、我が国電力会社による原子力発電事業への参画は、先述の海外展開の意義に十分に合致するものと思われる、まずは投資家として参入することも一考に値するものと思われる。

また、その他の新たな展開としては、既にウランや LNG 等の上流権益を既に取得している事業者もいるが、今後は、海外の他社の発電事業への燃料販売や、自社用の燃料を十分に確保したうえで、市況動向に応じて他の電力会社やガス会社への燃料の卸売ビジネス、あるいは海外の発電事業者への燃料の卸売等、面的な広がりをもった上流ビジネスの展開も期待される。

3 点目の小売分野を含めた海外展開の可能性については、現在の我が国電力産業の海外展開は IPP 事業への出資がメインであるが、今後は発電事業だけではなく、一貫体制の電力会社を海外で営むという、グローバルな視点での事業展開も検討の余地があるものと思われる。

もちろん、これについては急激な事業展開を図るのではなく、①まずは発電分野から参入し、その後送電分野に延伸し、徐々に小売分野に下りていくという、漸進的なプロセスを採る方法、②一貫体制の電力会社への一部出資によって、株主という観点から緩やかに参入を図っていく方法、また、③他の事業者と共同で海外電気事業を展開することで、リスク分担し強みを補完し合うといった方法が考えられる。

我が国の電力会社は、規模的には既に世界レベルにある。また、技術力や資本力も充実しており、私企業として一貫体制のなかで安定供給に努めてきた経験もある。国内の本業で得た安定的キャッシュフローを有効に活用し、内外に説明力を持った事業を営んでいくためにも、経営管理体制の高度化、リスクコントロール体制の構築が前提となることは言うまでもないが、こうした潜在能力を如何なく発揮すれば、グローバルな事業展開をする可能性を秘めていると言える。

11. 我が国電力産業は今、歴史的転換点に立っている。産業特性としての長期変動性故に、その変化は緩慢で未だ鮮明ではないかもしれないが、長く大きなうねりが確かにそこにある。このような変化の時代に求められる電力産業の使命とは一体何だろうか。

電力産業の歴史を振り返ると、時代毎の社会的要請に如何に対応してきたかという、社会的使命の変遷そのものである。その点、我が国の電力自由化は、発送電一貫体制を前提として競争原理を

導入するという「日本型自由化モデル」を選択し、欧米諸国の電力自由化とは一線を画しているが、「競争優位性の確保」という使命が再び重要な時代を迎えたと言える。

しかしながら、これまで電力産業が担ってきた公益的使命は自由化時代突入とともに無くなったわけではない。むしろ、資源の安定調達の確保や地球環境問題が喫緊の課題として迫るなか、従来以上にその重みは増しつつある。とはいえ、これまで公益的使命を支えてきた垂直的統合と水平的結合と時間調整機能は自由化時代には大きな効果は望めなくなる懸念がある。それでもなお日本型自由化モデルの優位性を証明するためにも、公益的課題を自律的に達成していくことが期待される。

自由化時代に求められる電力産業の使命とは、戦前経験してきたように競争優位性の確保を至上命題としつつも、戦後一貫して担ってきた公益的使命を自律的に達成することであり、その命題自体は決して真新しいものではない。しかし、一見相反するこの2つの命題を両立させねばならないという意味では、「更なる挑戦」と言えよう。換言すれば、日本型自由化モデルの本質とは、事業者自らがこれらの公益的使命を帯び、それを自律的に達成していくことではないかと思われる。

自由化時代に求められる使命はそれだけではない。成長戦略への挑戦もまた至上命題である。

電力産業は、需要低迷と競争進展により本業の成長が鈍化する可能性があるなか、縮小均衡に陥る前に新たな成長戦略に挑戦し、従来のビジネスモデルからの脱皮を模索する必要がある。但し、成長戦略への挑戦の扉は、競争優位性の確保と公益的使命の達成という優先すべき2つの課題を両立して初めて開かれるものであり、また、成長戦略に向けた投資を行うにしても、一定の投資効率の確保やキャッシュフローのバランスへの配慮を大前提とした、資本市場への説明力も必要となる。そのため、成長戦略実現への道程は決して平坦ではなく、むしろ狭く陰しいものかもしれない。

しかしながら、その先には躍動感のある事業展開の可能性を大いに秘めていることも真実である。

経営の自由度の拡大という自由化の果実を勝ち取るために、また、事業活動のダイナミズムを失わないためにも、今後キャッシュフローに余力を有するタイミングを、新たな挑戦に向けた第1歩を踏み出す絶好の機会として捉えるべきだと思われる。

これからの5年、10年は、電力産業の内部での変革が進むと同時に、電力産業を取り巻く世界情勢もまた大きな転換期にある。電力産業の時間の流れはこれまでよりも早く、変化のうねりはこれまでよりも大きいものとなろう。斯かる状況の下、競争優位性の確保、公益的課題への取組、成長戦略への挑戦、という多岐に亘る「使命」を、自律的に達成することは容易なことではない。もちろん使命を達成するうえでの課題は事業者毎に異なり、また、全てを網羅的に取組むというよりも事業者各々が「選択と集中」を図りつつ独自性のある中長期的ビジョンを持つことが重要となろう。

日本型自由化モデルの成否は、事業法の改正によってではなく、事業者の使命感とその実現に向けた今後の行動にかかっている。その意味では、日本型自由化モデルの更なる挑戦は今始まったばかりである。

電力産業の一層の発展を大いに期待したい。

以 上

詳細目次

はじめに ～本稿の目的と構成～	15
第Ⅰ章 我が国電力産業の現状.....	17
第1節 電力産業の概観.....	17
(1) 電力産業の特性	17
(2) 我が国電力産業の特徴	21
第2節 電力自由化の進展とこれまでの成果	26
(1) 我が国電力自由化の流れ	26
(2) 電力自由化のこれまでの成果	28
第Ⅱ章 今後の事業環境の展望.....	32
第1節 今後の需給環境の展望.....	32
(1) 需要の長期展望	32
(2) 供給の長期展望	36
(3) 技術革新の影響	39
第2節 今後の競争環境の展望.....	40
(1) 小売分野の需要家還元の圧力の高まり	40
(2) 卸売分野の市場化の進展	42
(3) 電力産業の構造変化の方向性	45
第3節 電力産業を取り巻く世界情勢の変化.....	47
(1) 資源獲得競争の激化	47
(2) 地球環境問題のグローバル化	49
第4節 今後の課題.....	52

第 III 章 期待される更なる挑戦.....	53
第 1 節 重みを増す公益的課題への更なる対応.....	53
(1) 長期持続的な安定供給の確保	53
(2) エネルギーセキュリティ確保への更なる貢献	55
(3) 地球環境問題への対応	59
第 2 節 競争優位性の確保に向けた更なる取組.....	61
(1) 更なる効率化の推進	61
(2) 財務基盤の更なる強化	63
第 3 節 成長戦略への更なる挑戦.....	65
(1) 成長戦略と株主還元のあり方	65
(2) 今こそ求められる新たな成長戦略	67
おわりに ～日本型自由化モデルの更なる挑戦に向けて～	73
《出典・参考文献》	75

はじめに ～本稿の目的と構成～

電力自由化は、言うなれば「失敗の許されない社会実験」である。

90年代以降、欧米諸国で試みられた電力自由化政策は、相次いで発生した大停電の危機を経験し、その後の資源価格の高騰もあって小売価格の上昇に直面する等、その成果が改めて問い直されている。これは、電力産業は供給の効率だけではなく安定も社会的に期待される「公益的使命を帯びた産業」である、ということが再認識された過程であったとも言えよう。

一方、我が国の電力自由化は、発電分野の自由化に始まり、小売分野の部分自由化、流通分野の制度改革と段階的に進められ、全面自由化の是非等の残された論点はあるものの、発送電一貫体制を前提とした「日本型自由化モデル」の枠組みは一応の完成をみた。燃料費調整単価の変動はあるものの、これまでのところ、安定供給を確保しつつも小売価格は低下傾向にあり、内外価格差は着実に縮小する等、既に一定の成果が顕現化しつつある。

しかし、自由化は始まったばかりであり、安定供給等に対して自由化の影響が出現するとすれば、それは「これから」である。自由化により競争環境が緩やかに進展する可能性があるなか、供給効率の追求と安定供給の維持向上を長期持続的に両立することは、電力産業に課せられた重い課題である。そのため、供給の効率だけではなく安定に対して自由化がどのような影響を与えるのか、長期的に注視していく必要がある。

また、今後、電力産業に影響を与える要因は、自由化による競争環境の進展だけではない。需給環境の変化に加えて、資源獲得競争の激化や地球温暖化問題のグローバル化といった世界情勢の変化も、電力産業に大きな影響を与えるものと思われる。そのため、自由化による競争環境の進展が電力産業にどのような影響を与え得るのかについては、こうした要因も踏まえた上で、複眼的に検討する必要があると思われる。

事業者の将来を展望すると、自由化という新たな枠組みのなかで絶え間なく変化する事業環境に対応して公益的使命を果たしていくためには、様々な課題を克服していかなければならない。

そこで、本稿では、以上のような環境認識のもと、まず我が国電力産業の現状を確認したうえで、次に今後の事業環境がどのように変化するのかを展望することで、事業者がどのような課題に直面するかを浮き彫りにし、最後に今後どのような対応策を講じ得るのかを検討したい。

具体的には、以下のような構成で検討を試みる。

第Ⅰ章では、我が国の電力産業の現状について述べたい。まず第1節では、我が国電力産業を概観する。財の特性と部門構造の特徴、産業特性を踏まえたうえで、我が国の産業構造とその特徴について整理する。次に第2節では、我が国の電力自由化の流れ、日本型自由化モデルの特徴を整理したうえで、小売分野の新規参入状況、電力流通の活性化状況、小売価格の状況の3点から、我が国電力自由化のこれまでの成果についての検証を試みる。

はじめに電力産業の現状について認識しておくことは、今後の事業環境を展望するうえでの基本的な視座となるものと思われる。

第Ⅱ章では、今後の事業環境を展望する。まず第1節では、今後の需給環境の変化について、複数のシナリオに基づいて2030年迄の長期見通しを試みる。次に第2節では、今後の競争環境の進展について、需要家還元余力分析に基づく小売価格の見通しと、卸電力価格モデル分析に基づく卸売価格の見通しを実施したうえで、電力産業の構造変化の方向性を検討する。そして第3節では、電力産業を取り巻く世界情勢の変化について、資源獲得競争の激化、地球環境問題のグローバル化という2つの視点から検討してみたい。以上のような今後の事業環境の展望を踏まえたうえで、第4節で電力産業の今後の課題を整理したい。

最後の第Ⅲ章では、第Ⅱ章の事業環境の展望を踏まえた今後予想される諸課題に対して、どのような対応策を採り得るのかという観点で、期待される我が国電力産業の新展開について述べたい。

まず第 1 節では、公益的諸課題への対応策について考えてみたい。これまで電力産業は、供給効率性の追求に加えて、安定供給や環境保全といった公益的使命を果たすことが社会的に期待されてきた。自由化時代においても、資源や環境問題を巡る世界情勢が変化するなか、これら公益的使命への社会的期待は、むしろこれまで以上に重みを増していくものと思われる。具体的には、長期持続的な安定供給の確保、エネルギーセキュリティ確保への更なる貢献、地球環境問題への対応の 3 点から検討を試みる。

一方、電力産業の課題はそれだけではない。自由化が導入された以上、競争優位性確保に向けた戦略は不可欠である。そこで第 2 節では、事業者に求められる競争優位性の確保のための取組について、①更なる効率化の推進、②財務基盤の更なる強化の 2 点から検討を加えてみたい。

その上で、第 3 節では今後の成長戦略のあり方を提示したい。需要の停滞と料金の低廉化により長期的な成長の鈍化が見込まれるなか、今後のキャッシュフローに余力を有する好機を逃さず、新たな成長戦略を描くことが期待される。但し、成長戦略への挑戦の扉は、公益的課題への対応と競争優位性の確保という優先すべき 2 つの課題を両立して初めて開かれるものであり、その道程は狭く険しいものと思われる。しかしながら、その先には躍動感のある事業展開の可能性を秘めていることを本節で提示したい。

末筆ながら、本稿の執筆にあたっては多くの関係各者に様々なご示唆・ご助言を賜るとともに、ご好意により発電所等の各種設備を拝見する機会を頂いた。ご芳名を申し上げることは差し控えることと致したいが、この場を借りて心より御礼申し上げるとともに、本稿が少しでも参考になれば幸いである。

第1章 我が国電力産業の現状

第1節 電力産業の概観

(1) 電力産業の特性

電力産業の特性は、電気という財の特性と密接に関係するため、先ず財の特性について触れておきたい。

財の特性

電気という財の特性としては、需要面からみた特性として必需性と変動性を、供給面からみた特性として貯蔵困難性、エネルギー転換性を有しているものと思われる。

需要サイドから
みた特性

電気は一般家庭から工場やオフィスビルまで広く消費され、しかも、電気は停電したからといって代替手段に乏しいことから、国民生活や生産活動に必要不可欠な財である(=必需性)。

また、電気は、電気そのものを直接利用するのではなく、電球や電気製品の利用や製造用機械の稼働のためのエネルギー源として間接的に消費されるものである。そのため、電気の消費量は、一日のなかでも時間帯によって大きく変動し、週のなかでも平日と休日では較差がある。より長いスパンでみても、一年のなかでは季節によって、中期的には景気変動によって、長期的には産業構造や国民生活の変化によっても変動する(=変動性)。

供給サイドから
みた特性

電気は貯蔵が困難¹であるため、変動する需要にあわせて、供給を同時かつ同量に一致させる必要がある。従って、供給を安定的に行うためには、需要のピークに見合った供給力が必要となり、旁、気温の変化等により予想以上に需要が増加した場合や発電設備の停止等により供給力が減少した場合など、不測の事態でも対応し得るように一定の予備力を確保することが求められる(=貯蔵困難性)。

また、電気は、化石燃料、水力、原子力等の一次エネルギー源を転換して生産される二次的な生産物であるため、一次エネルギー源を開発、調達する必要があり、旁、発電設備まで輸送するためのインフラも不可欠である(=エネルギー転換性)。

部門構造の概観

次に、このような財の特性を有する電気は、どのようなプロセスを経て供給されるのか見てみたい。

電力産業は一般に発電・送電・配電・小売の4つの部門で構成されており、各部門は次の様な役割を担っている(【図表 I-1】)。

発電部門は、化石燃料等の一次エネルギー源を発電設備に投入し、各々の発電方法で二次エネルギーに転換し、電気を生産する部門である。

送電部門は、発電部門で生産された電気を高圧の送電設備を通じて需要地まで輸送する部門である。

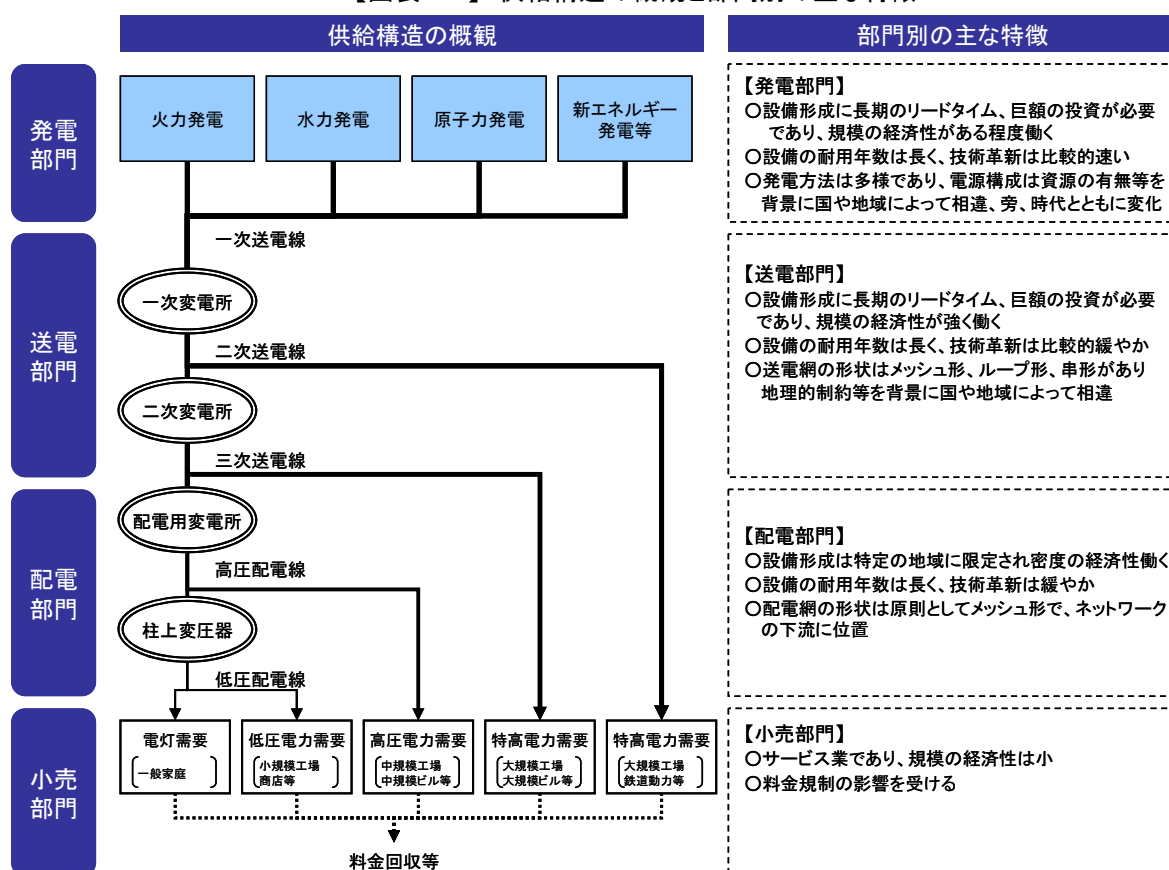
配電部門は、送電部門で輸送された電気を変電設備で低圧にして、最終的に需要家に配給する部門である。

小売部門は、電気を需要家に販売し、料金回収する部門である。

これら4部門に加えて、燃料調達、系統運用、あるいは市場取引等の機能が各部門に密接に関連している。

¹ 実際には、揚水発電や蓄電技術等により貯蔵は必ずしも不可能ではないが、他の財のように在庫調整が働かない。

【図表 I-1】 供給構造の概観と部門別の主な特徴



3つの産業特性

以上の財の特性と部門構造の特徴を踏まえ、電力産業の特性について述べてみたい。

①公益的産業

第1に事業活動を補完するため規制が用意される公益的産業である。

財の特性を踏まえると、電気は必需性が高く、価格弾力性に乏しいことから、事業者は事業規制により価格の公平性や安定性を求められてきた。と同時に、事業者は事業規制により供給責任を負い、安定供給に優先的に取組むとともに、適正な利潤を確保するための料金規制によって、事業の安定性が担保されてきた。また、安定供給を实践するためには、電源と送電網の一体的な設備形成や、ネットワークの安定運用、資源の安定調達等、上流から下流までボトルネックが生じないように、インフラの整備が必要となる。

一方で、気温の変化や景気の変動あるいは社会経済の進展等による需要変動や、資源や環境問題をめぐる世界情勢の変化など、事業環境の変化に対応して適切な供給体制を構築しなければならない。そこで、事業者は、事業環境の変化に対応した十分な設備形成を図るため、事業規制により設備形成のリードタイムと投資資金の確保を考慮に入れた長期的視野に立った開発計画が求められると同時に、環境規制や保安規制により設備の形成や運用に際して社会的責務が求められている。

②資本集約的なサービス産業

第2に資本集約的なサービス産業である。

電力産業は設備形成に長期のリードタイムと大規模な投資を要し、また、いずれの設備も規模の経済が働きやすいという装置産業としての側面を有している。そのため、安定的な事業展開のためには長期の他人資本を必要とする。

このように資本集約的であると同時に、一方で、小売部門は労働集約的な部門であり、ネットワークインフラを通じて電気という財を最終消費者に提供するサービス産業でもある。そのため、電力産業は、製造業としての側面とサービス産業としての側面を併せ持っている。

③ネットワーク型の地域帰属的産業

第3に、ネットワーク型の地域帰属的産業である。

電気は基本的にネットワークが連繫していなければ輸送できないことから、電力産業の事業展開は基本的にはネットワークの及ぶ地域に限られる。

更に、周波数や電圧を常に一定に保たなければ供給の安定性を欠くことから、刻々と変化する需要に対応して、供給サイドを調整する必要があり、ネットワーク全体があたかもひとつの設備のように運営されている。また、発電設備は送電網にアクセス出来なければ機能せず、仮にアクセス出来ても送電容量がボトルネックとなれば機能しないこと等から、設備形成の段階でも、送電設備は発電設備と一体で建設される必要がある。

以上のことから、電力産業は、部門構造の特徴や設備形成の状況は国や地域毎によって異なり、地域特性の影響を強く受け、地域的に独立したマーケットを形成することになる。

例えば、①国土の形状や気候、資源の有無等の地理的要因、②国民生活、人口動態、環境や省エネへの対応状況等といった社会的要因、あるいは③経済成長レベルや産業構造等の経済的要因に由来して、国・地域によって設備形成のあり方は異なる。

確かに、EU のように各国のネットワークが連系しているため電気の輸出入が可能なケースや、発電設備の買収や企業買収という形でネットワークが接続していないエリアに事業基盤を獲得することで相互参入するケースはある。しかし、逆に言えばそうでない限り、直接的なグローバルな競争は生じない。この点、電力産業と同じくネットワーク産業として位置付けられる通信産業は、各国の地上通信網と地上通信網を海底ケーブルで繋いでおり、ネットワーク設備がグローバルな広がりを持っていること、さらには無線技術によるネットワーク化が進展していることからグローバルな競争が生じている。

なお、電力産業のネットワーク設備においても、一定の距離であれば海底ケーブルの敷設が可能だが、長距離送電は送電ロスが大きくなるため、グローバルな設備形成は現実的ではない。このように、電力産業は地域の特性に由来して地域的に異なった展開をみせる「ネットワーク型の地域帰属的産業」であるため、制度改革を試みる際には、各々の地域特性を十分に踏まえる必要がある。

これら3つの産業特性はいずれも財の特徴と部門構造の特徴に由来する静態的な産業特性であるが、電力産業は次のような3つの動態的な特性も併せ持っている。

需給サイクル上の特性

第1に需給サイクルの特性である。電力需要は、景気変動の影響を強く受けるため、景気のサイクルで増減を繰り返す。一方、電灯需要は、人口の増加や電気機器の普及状況に応じて、言わば社会資本形成のサイクルとして20年から30年単位で変動する。需要全体の成長は、電灯需要と電力需要の集合として形成されることから、長期的には増加基調を維持するなかでも、景気変動による中期的な山と谷が形成される。

このような需要の伸びと並行して供給力が伸びれば需給のバランスは安定的に推移するが、供給計画から設備の運開までのタイムラグが生じるなか、供給力の拡充は遅行しやすく、需要のサイクル変動が先に到来するため、需要と供給のずれが生じやすい。そのため、需要が増加する時には供給予備力が低下し、ようやく供給力が拡充したときには需要が低迷するという事態に陥り易い。

もちろん、こうした需給サイクルのずれは、他の産業においても共通した問題であるが、電力産業の場合、リードタイムが長期であること、在庫調整が働かないこと、需要サイクルが長期であること等の点で、特性のひとつと言える。

投資回収サイクル 上の特性

第2に投資回収サイクルの特性である。設備投資を実施してからその設備が稼働するまでの期間をみると、例えば火力発電が本格着工から運転開始まで3～5年、原子力発電は5年超を要する。高炉は2～3年と言われているように、他産業と比較しても長い。建設期間中は建設仮勘定に資産計上され、設備の稼働とともに減価償却が開始するため設備投資から投資回収までに長期のタイムラグを生じる。

また、設備の法定耐用年数が火力で15年、原子力で16年、水力で40年とされているように償却期間も長期に及ぶ。確かに他の産業においてもタイムラグは生じるが、電力産業の場合は、公平かつ安定的な料金設定が求められ、投資規模が巨大であるにもかかわらず投資のタイミングで値上げすることができず、その結果、投資回収の時間が長期化せざるを得ないことから、他の産業に比べより大きい問題として位置付けられる。

資金調達サイクル 上の特性

第3に資金調達サイクルの特性である。需要の伸びる好況期には、資金需要が増加する一方で、成長性のより高い他の産業に資金が流れやすく、また、高金利によって資金調達コストが増大しやすいこと等から、資金調達は困難になる。その反対に需要が低迷する不況期には、資金需要が減少する一方で、金融緩和的になれば金利が低下し資金調達が容易になる。電力産業は、設備形成に長期のリードタイムと大規模な投資を要するため、長期の多くの外部資本に依存しなければならない。従って、このような資金需要と資金調達の逆相関性は、看過出来ない特性のひとつとして認識すべきものとなっている。

時間調整機能の 必要性

これら3つのサイクルに共通して言えることは、第1にサイクルが長期的であること、第2にサイクルの波が逆方向の関係にあることである。そこで我が国では、電力産業における3つのサイクル特性を踏まえ、そのギャップを埋めるために時間調整機能が用意されてきた。

第1に需要と供給のずれに対しては全国的かつ長期的な需給計画の策定が義務付けられている。これは多様な事業者が個々の供給計画に基づいて開発を進めると、供給過剰や供給不足を生じる可能性があるためである。需要サイクルや運開までのリードタイムの長さを勘案し、10年間程度の長期的な計画であることが大きなポイントとなっている。

第2に投資から回収までのタイムラグを埋めるため、原価主義と適正報酬に基づく料金規制が用意されている。これにより、長期安定的な投資回収が担保されるとともに、減価償却の方法は原則的に定率法が望ましいとされており、投資回収の早期化も同時に促されている。もっとも、小売が自由化された現在、自由化部門は原則自由料金となっている等、料金規制の緩和が進展しており、この点は後述する。

第3に事業の安定性に裏付けられた電力会社の高い信用力が、長期安定的な資金調達を可能にしている。更に、所要資金と資金調達の逆相関性を是正するため、長期安定的な資金調達のための制度も用意されている。例えば、電力会社は電気事業法37条に基づき一般担保付社債（電力債）の発行が可能となっている。これは、社債権者に先取特権を付与することで社債権者を保護し、長期資金調達の円滑化を図るというものである。電力会社の社債発行にあたっては、資産を一体として担保に供しているため担保提供の手続きは不要であり、発行された社債は自動的に担保が設定されていることになる。

これら長期需給計画と料金規制と長期安定的な資金調達策はいずれも、電力産業に内在するタイムラグを補正するという時間調整機能を果たしており、事業者の経営基盤の安定性向上に寄与している。

(2) 我が国電力産業の特徴

次に、電力産業の事業形態の類型について触れたうえで、我が国の特徴を述べたい。

世界的にみた
事業形態の類型

事業形態を世界的にみると、概ね①4部門を垂直統合した事業者、②発電と小売の2部門を有する事業者、③特定の部門専門の事業者、④配電と小売、あるいは発電と送電等、連結した2部門を併せ持つ事業者の4形態に大別される。なお、系統運用や取引市場をどのように機能させるかという観点で、更に多様な組み合わせが生じるが、基本的にはこれら4つの事業形態で類型化出来る。一方で、事業者の集合体としての産業構造は、国や地域によって多種多様であり、垂直統合した少数の事業者が供給主体となっているケース、各部門が分業化されて特定の部門を専門とする多数の事業者で構成されているケース等様々である。

産業構造の国際的
差異の要因

このような事業形態、産業構造の国際的差異が生じる要因には次の3つが考えられる。

第1は地理的要因である。すなわち、設備形成に決定的な影響をあたえる地理的特性の相違である。例えば、資源の有無は電源構成に影響し、国土の形状はネットワークの形状にも影響する。また、国の位置によっては、隣国と連系していれば電気の輸出入が可能となり、内陸に位置していれば発電用燃料の海上輸送による調達が可能となる。

第2は歴史的要因である。言い換えれば、これまでの設備形成の歴史の相違である。ロードタイムの長期性、設備のライフサイクルの長期性を背景として、電力産業の構造は物理的に急激な変化を成し遂げ難い。そのため制度改革は、既存の設備構成に基づいた供給システムを考慮する必要がある、言わば「慣性の法則」が働きやすい。

第3は制度的要因である。部門毎にどのような競争促進策が図られてきたかという電力自由化政策の相違によって産業構造は異なってくる。特に、事業形態としてこれまで国営であったか、私営であったかという点が大きく影響し、前者の場合、事業部門毎の分離が試みられることが多い。例えば、電力自由化を早期に試みた英国では、部門別分離や全面プール制などのドラスティックな制度設計が試みられてきたが、これは国営企業の民営化の中で検討されたものであった。なお、近年では、我が国を含めて世界各国で電力自由化政策が進められているものの、未だ試行錯誤が繰り返されている状況である。

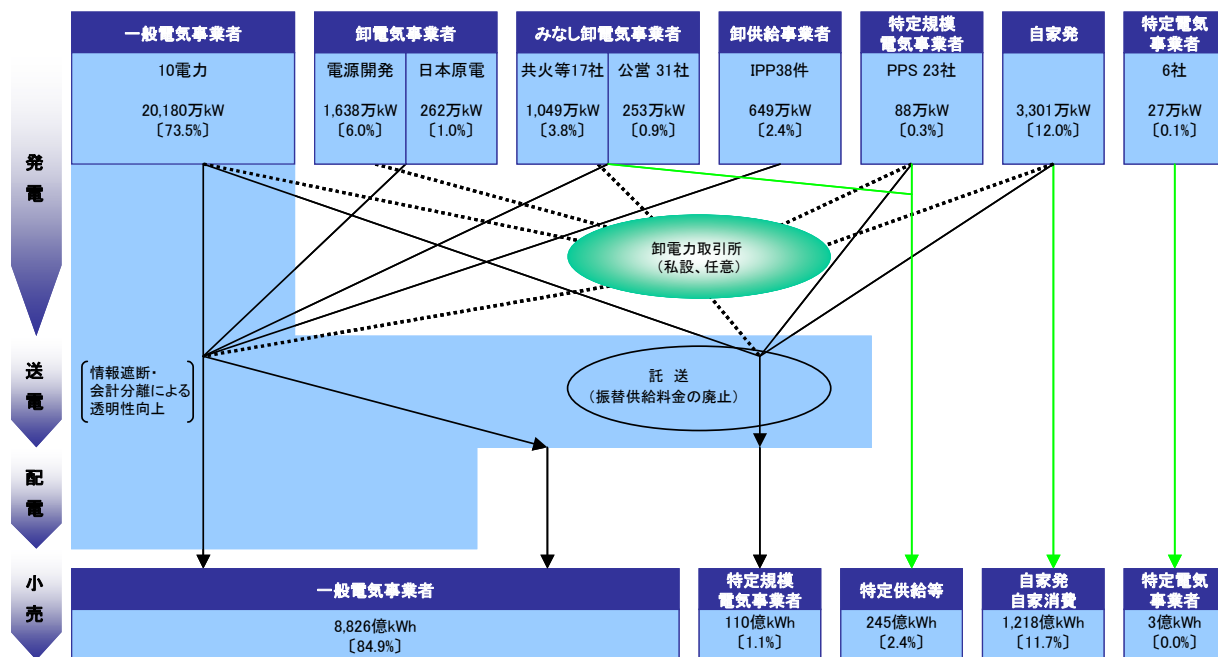
我が国電力産業
の事業形態

次に、我が国電力産業の事業形態をみると、①発電・送電・配電・小売の4つの部門を垂直統合し、不特定多数の需要に応じて電気を供給する一般電気事業者(10電力会社)、②発電と小売の2部門を有し、一般電気事業者が有する送配電設備を通じて自由化分野の需要家に対し電力供給を行う特定規模電気事業者(PPS:Power Producer and Supplier)、③発電専業で、主として一般電気事業者に電気を卸売する卸電気事業者(電源開発、日本原電)、みなし卸電気事業者(共同火力や公営水力等)、卸供給事業者(IPP:Independent Power Producer)で構成される。なお、この外に、自家発、特定電気事業、特定供給のように、物理的に需要と供給が接合した事業者が存在する。

供給システム支
える電力会社＝
「垂直的結合」に
よる安定供給の
確保

【図表 I -2】で産業構造を俯瞰すると、電力会社は供給力の4分の3、需要の8割超を占めているほか、ネットワークの全てを所有しており、我が国の供給システム全体を支えていることが見て取れる。なお、卸電気事業者、みなし卸電気事業者、卸供給事業者は、いずれも長期契約に基づき電力会社に売電しており、垂直的に結合していることから、実質的に電力会社の供給力に組み入れられたものと言える。電力会社の自社電源とこれら発電専業事業者の他社電源を合計すると、全国シェアは8割超に達する。自由化によってIPPやPPS等が参入したことから、事業形態の多様化が進んでいるとはいえ、依然、電力会社が供給の主体として大きな役割を担っていることが解る。

【図表 I-2】 我が国電力産業の概観(2005 年度)



(出所) 電気事業便覧、電力調査月報、電力調査統計よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

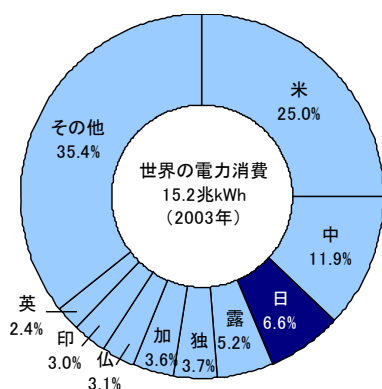
(注) 自家発電は、1 発電所の最大出力が 1,000kW 以上のもののみ計上

次に、国際的に比較しつつ、我が国電力産業の特徴を見てみたい。

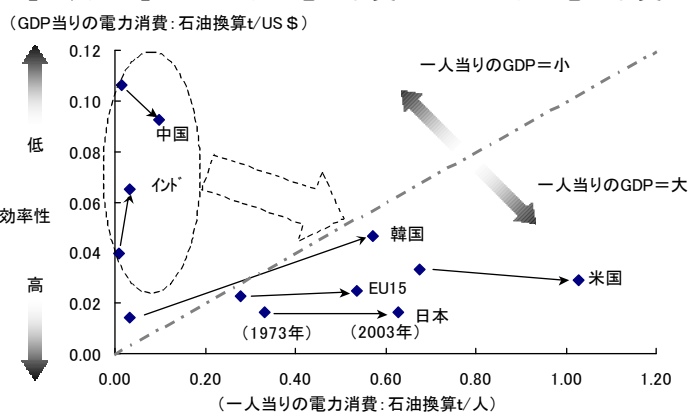
世界第3位の
消費大国

まず、需要では、米国、中国に次ぐ世界第3位の電力多消費国家である（【図表 I-3】）。特に、電力化率が高いことや、1人当りのGDPが大きいことを背景として、1人当りの消費量は高水準となっている。一方、GDP 当りの電力消費で見ると、諸外国に比して効率的な消費構造となっている（【図表 I-4】）。

【図表 I-3】 世界の電力消費



【図表 I-4】 1人当りの電力消費と GDP 当りの電力消費



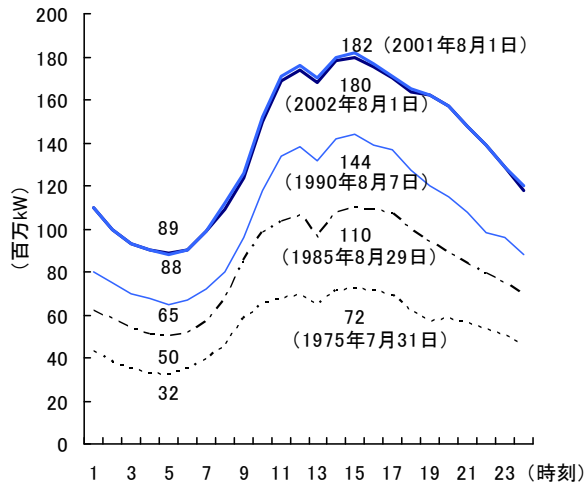
(出所) 図表 I-3、4 は海外電気事業統計、EDMC 統計よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

ピークとオフピークの
需要の較差が大

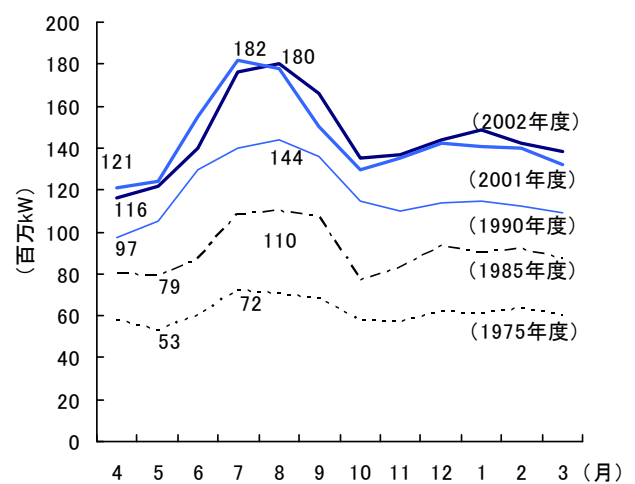
また、我が国の需要構造の特徴として、諸外国に比して負荷率が低いことが挙げられる。昼夜や季節等によって需要に大きな較差があり、しかも、冷房需要の高まり等によってピーク時とオフピーク時の較差は年々拡大する傾向にある（【図表 I-5、6】）。例えば、夏に気温が1℃上昇すると全国の電力消費は500万kW程度（一般家庭160万世帯分の全供給力の2%相当）増加すると言われており、気象条件次第でピーク需要は大きく変動する。また、負荷率が低いと発電設備の利用率が低下し、コストも割高になる。我が国としても、これまでにも負荷平準化対策に取り組んできたが、冬に需要のピークを迎えるドイツやフランスや英国

と、全体としては夏にピークを迎える我が国とでは、気候条件や消費構造がそもそも異なるため、相対的に負荷率が低いのが実態である。したがって、安定供給の確保の観点に加えて、発電設備の利用率を向上させ供給コストの上昇を抑えるためにも、負荷率の改善は引き続き重要な課題である。

【図表 I-6】 時間帯別にみた電力需要



【図表 I-5】 月別にみた電力需要



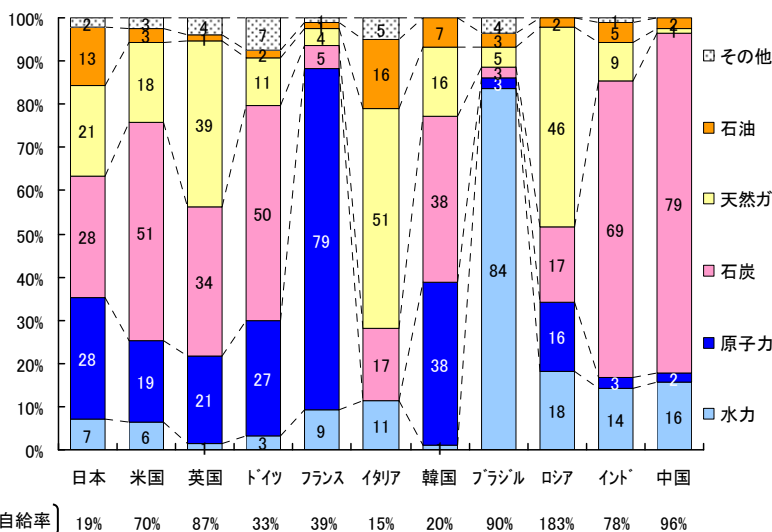
(出所) 図表 I-5、6 は電気事業連合会公表資料よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

電源ベストミックス化を推進、電源特性を踏まえた効率的な発電を実施

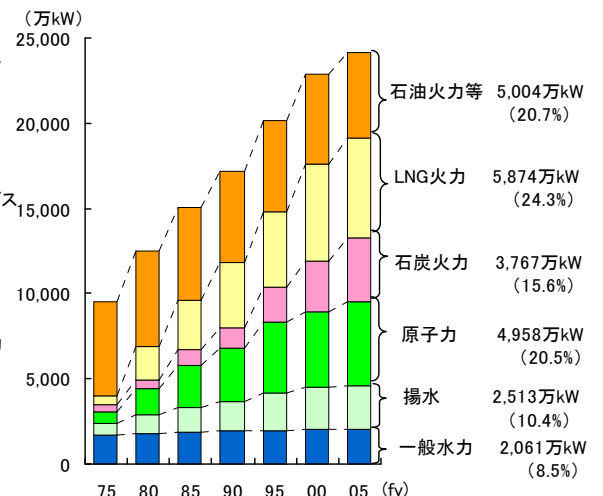
供給面では、まず、供給力の規模をみると、総発電設備容量 27.2 億 kW、発電量 1.1 兆 kWh と、いずれも米国、中国に次いで世界第 3 位の規模にある。また、発電量の構成をみると、原子力を主力としながらも、バランスが良い状況となっている(【図表 I-7】)。これは、石油危機の経験を踏まえ、80 年代以降、原子力と LNG 火力の開発に努め、石油火力依存型からの脱却、電源のベストミックス化を図ってきたことの成果と言える(【図表 I-8】)。

一方で、我が国の一次エネルギーの自給率は 2 割に過ぎず世界的にみれば低水準である。電力産業は、電源ベストミックス化を図ってきたとはいえ、発電設備の 6 割に相当する火力の燃料の殆どは輸入に依存している。我が国の電力会社は刻々と変動する電力需要に合わせた発電バランスの調整を行っており、電源特性を踏まえた効率的、効果的な発電能力の調整を実施するためにも、電源ベストミックス化は必要となっている(【図表 I-9】)。

【図表 I-7】 発電量構成比の国際比較 (2004 年)



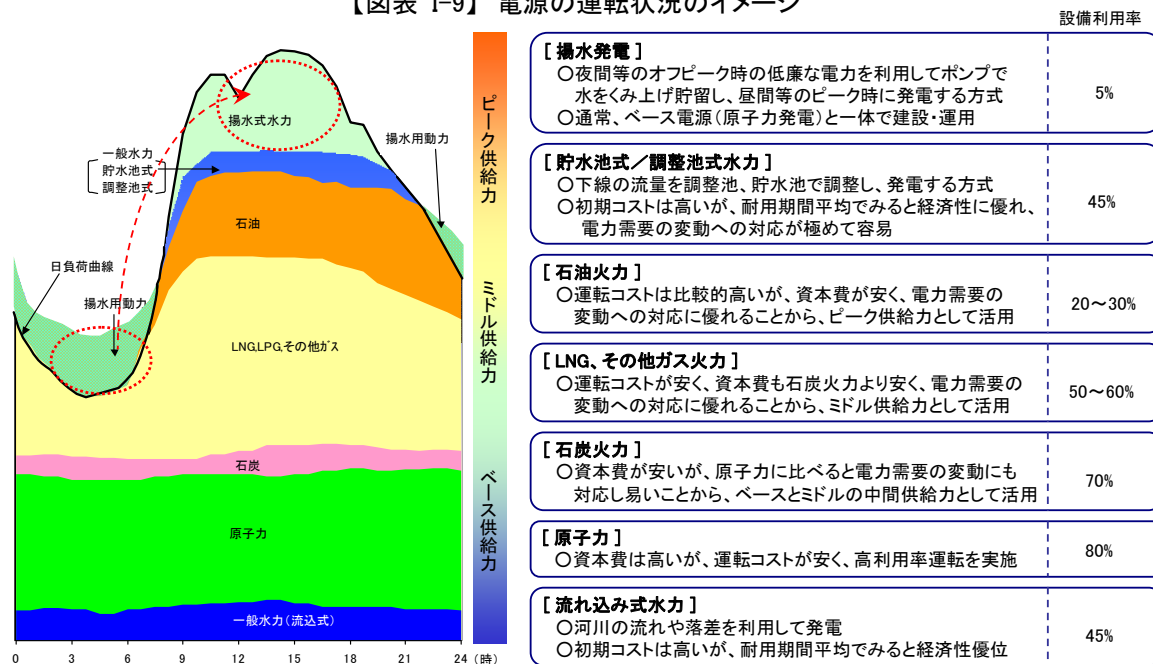
【図表 I-8】 我が国の発電供給力の推移



(出所) 電力需給の概要、電気事業便覧等より
みずほコーポレート銀行産業調査部作成
(注) 最大出力は一般電気事業用の合計値

みずほ産業調査「我が国電力産業の将来展望」

【図表 I-9】 電源の運転状況のイメージ



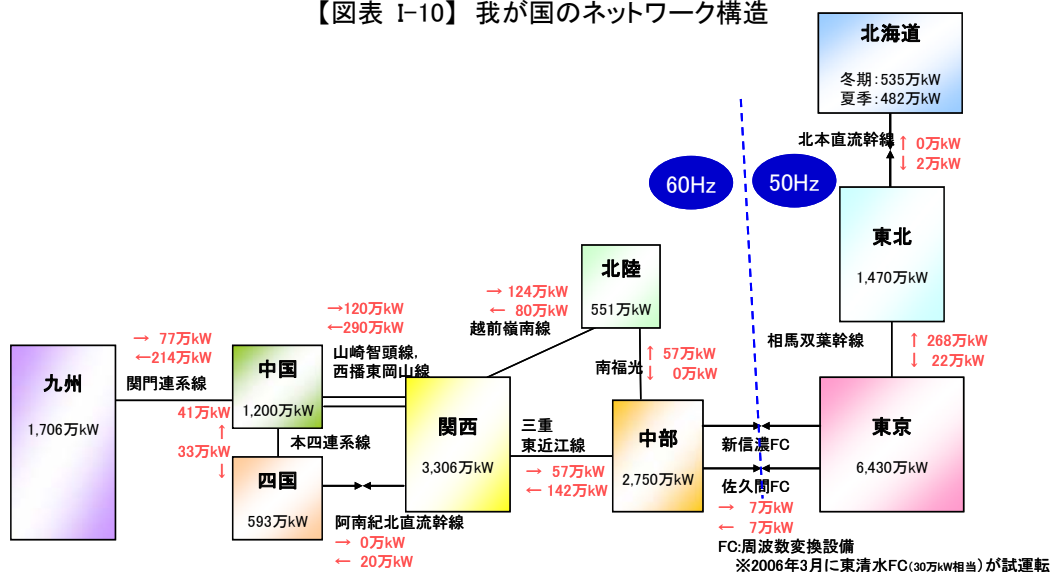
(出所) 電力需給の概要、電気事業連合会パンフレット等よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

(注) 設備利用率は過去の実績に基づいて、平年値として概算したもの

ネットワークの形状はくし形

次に、我が国のネットワークについては、各エリアを1つの連系線で結んだくし形構造であり、また、富士川を境として東日本は 50Hz、西日本は 60Hz と周波数が異なっている(【図表 I-10】)。東西の市場は周波数変換設備で連系されているものの、送電容量の制約があること等から実質的に市場は2つに分断されている。周波数変換設備の新規建設には巨額の投資を要するうえ立地制約もあることから、容量制約の完全な解消には時間を要すると思われる。なお、我が国のように同一国内で地域ごとの異なる周波数が存在しているケースは、世界的にみて極めて稀であり、諸外国の周波数をみると、例えば、米国及び米国との関係が深い国は 60Hz で、欧州各国及び欧州との関係が深い国は 50Hz となっている。

【図表 I-10】 我が国のネットワーク構造



(出所) 電力系統利用協議会資料よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

(注 1) 連系線の数値は 2007～2016 年度における連系線の空容量の最低値を示したもの。2007 年 3 月末時点のデータを使用

(注 2) 会社内の数値は、2001 年度の最大電力実績値。なお、2001 年度は 9 社合計の最大電力が 2006 年度末まで過去最高値

(注 3) 資料の中における送電容量の数値は、原則として夏ピーク断面を表す

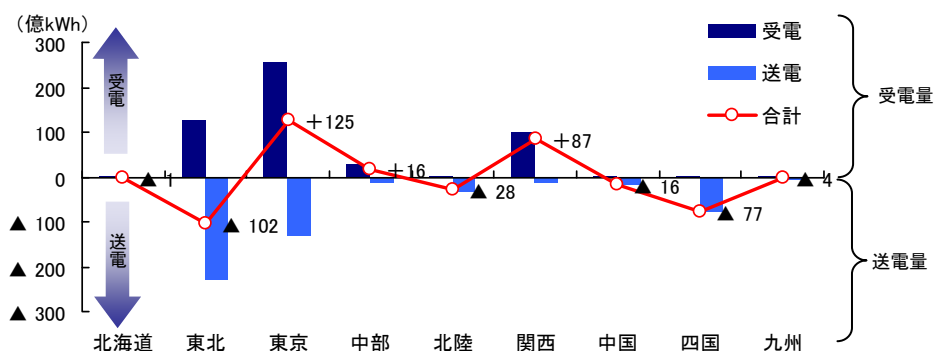
(注 4) 空容量 1 万 kW (負荷 60%) で 0.5 億 kWh 程度

需給バランスの
確保策としての
広域融通
＝「水平的結合」
による安定供給
の確保

もっとも、環境規制の強化等に伴い、発電設備の立地が需要集積地から遠隔化した結果、複数の地域で需給バランスを図る必要が生じたことから、現実にはこれまでも電力会社間の広域融通により効率的な広域運営を実践してきた。

電力会社間の融通量をみてみると、東日本では東京電力が東北電力からの受電で、西日本では中部電力が北陸電力からの受電で、また、関西電力が中国電力・四国電力・北陸電力からの受電で各々カバーされており、需要集積地の安定供給は電源立地地域によって補完されていることが見て取れる（【図表 I-11】）。このように地域間の電力会社が水平的に結合することで、安定供給を支えている。

【図表 I-11】 電力会社間融通(2007 年度)



(出所) 各社の有価証券報告書よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

一次エネルギー
供給の4割を担う
電力産業

最後に、我が国のエネルギーフローにおける位置付けをみてみたい。電力産業は一次エネルギー供給の4割、最終エネルギー消費の2割を担っており、石油産業とガス産業とともに我が国エネルギーの基盤を形成している。加えて、電力産業は、石油やガスと異なり、商品は単一であるものの供給チャネルは多様性に富んでおり、また、水力や原子力といった自国資源による供給力を有しているため、エネルギーセキュリティへの貢献度が高い。このように電力産業は、我が国の産業と生活を支える血液であるエネルギーを供給する重要な担い手となっている。

本節の結び

このように、我が国電力産業は、国情、地域特性を反映する形で様々な特徴を有している。そのため、我が国の電力自由化は、諸外国で実施された枠組みとは異なった日本型自由化モデルを導入している。そこで、次節では、そこに至る我が国電力自由化の背景と流れ、そしてその成果について述べたい。

第2節 電力自由化の進展とこれまでの成果

(1) 我が国電力自由化の流れ

我が国の電力自由化は 90 年代に議論が開始したが、主に 3 つの背景があると思われる。

①内外価格差の 是正

第 1 は円高を背景とした内外価格差の拡大である。電気料金の内外価格差は 2 割以上に達するなか、高コスト構造は正の社会的要請に対応するための手段として自由化が検討された。もともと、生産活動に係る費用全体に占める電力料金の割合は 1%程度に留まっており、様々な分野で規制緩和を進めるなかでの象徴的な側面もあったものと思われる。

②世界的な電力 自由化の流れ

第 2 は電力自由化の世界的潮流である。1990 年の英国を皮切りに欧州各国では主に公営電力会社の民営化のなかで、また、米国では州毎に異なる、電気料金の言わば内々格差問題に端を発した形で、各々電力自由化政策が推進されていた。こうした世界的潮流に、我が国もまた飲み込まれることとなった。

③他産業における 規制緩和の 進展

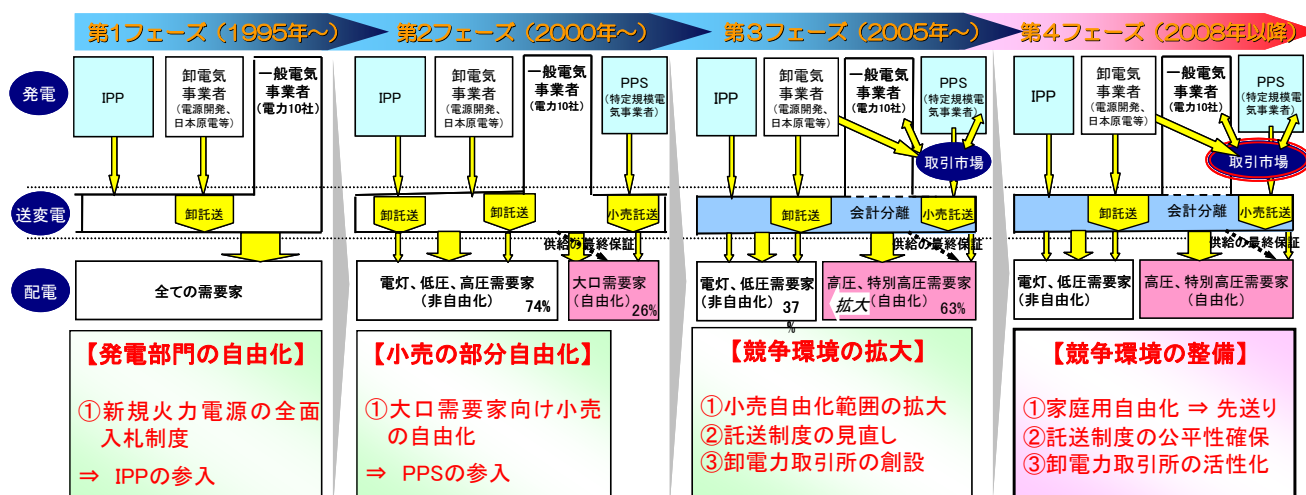
第 3 は他産業における規制緩和の進展である。1985 年の電電公社の民営化、NTT 発足に端を発し、1987 年には JAL の民営化、1987 年国鉄の分割・民営化による JR 発足と、公益性を有するネットワーク産業で相次いで規制緩和が試みられていた。このように我が国における規制緩和の流れは、電力産業にも波及することとなった。

このような動きを背景として、我が国は電力自由化への道を進むこととなったが、我が国の他産業での規制緩和や、英国等に代表される海外の電力自由化は、基本的には公的セクターの民営化として取り組まれたものであり、既に私企業の我が国電力産業とは種類を異にすることには留意すべきであろう。

3 次に亘る段階的 自由化

さて、我が国では、【図表 I-12】にみるように、1995 年の電気事業法改正(第 1 次自由化)、1999 年の法改正(第 2 次自由化)、2003 年の法改正(第 3 次自由化)と 3 次に亘り段階的な自由化を実施し、その後、2007 年に更なる自由化が検討された。

【図表 I-12】 我が国電力自由化の流れ



(出所) 電気事業分科会答申よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

第 1 次自由化では 発電分野が自由化

まず、第 1 次自由化では、発電分野が自由化された。これにより、IPP の参入が開始するとともに、投資回収を安定化させるための仕組みとして燃料費調整制度が導入された。なお、

燃料費調整制度とは、料金改定時に設定した基準価格（通関統計より原油換算で算出）に対し、四半期毎の燃料価格の変動に応じて電気料金をスライドさせる制度である。

第2次自由化では 小売分野が自由化

次に、第2次自由化では、小売分野の自由化が導入された。特別高圧需要家（販売電力量の26%相当）が自由化対象となり、電力の小売が認められるようになり、主に大口の需要家に対し小売事業を展開するPPSが出現した。同時に、電力会社が有するネットワークをPPSが利用するための公正かつ公平なルールとして託送制度が整備された。発電と小売が同一エリア内であれば同一料金となるものの、供給区域を跨ぐ場合は、供給区域を跨ぐ毎に振替供給料金が課金され、旁、周波数変換所等の特殊な連系設備については別途料金が課される仕組みであった。一方で、一般電気事業者の兼業規制が撤廃されたほか、規制分野については値下げの場合は届出が認められるようになり料金規制の合理化が図られるなど、経営の自由度が部分的に拡大した側面もあった。

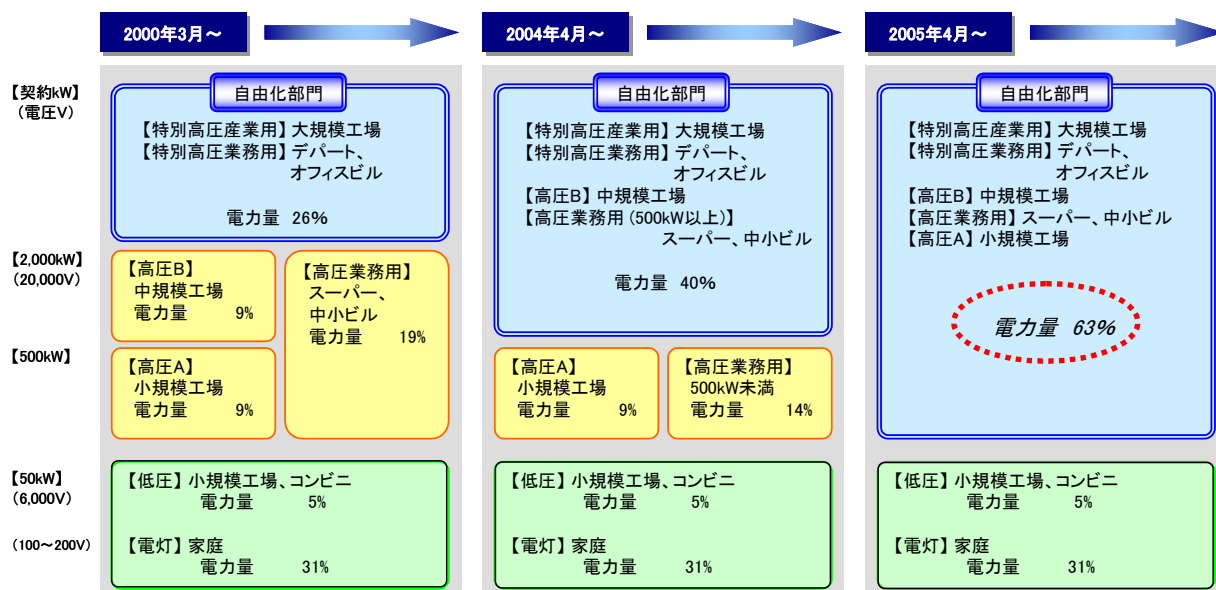
第3次自由化では 流通分野を見直し

そして、第3次自由化では、主として流通分野の見直しが行われた。当初は発送電分離（アンバンドリング）の是非が大きなテーマであったが、我が国のネットワークの特異性等に基づく安定供給への懸念等が反対意見として示されるなか、米カリフォルニア州での電力危機が発生したこともあり、欧米諸国で導入されたような送電部門の機能分離は回避され、電力会社の一貫体制を前提とした市場原理の導入を図ることとなった。

まず、託送制度が見直され、供給区域を跨ぐ毎に課金される方式（パンケーキ問題）を廃止し、供給区域の内外を問わず、各供給区域に於ける系統利用料金に一本化された。同時に、託送料金の透明性と公平性を担保するために、情報の目的外利用の禁止、差別的取扱いの禁止、区分経理による内部相互補助の禁止等の行為規制が導入されたほか、公平・透明な手続きの下で送配電部門に係るルールの策定及び運用状況を管理する役割を担う中立機関として系統利用協議会が設立された。

また、取引価格を投資リスクの計測に利用し、余剰電力の販売先を確保すること等を目的として、私設、任意の卸電力取引市場を創設し、1日前スポット取引と先渡取引が用意されることとなった。加えて、小売自由化範囲が2004年4月には500kW以上の高圧需要家まで、更に2005年4月には50kW以上の全ての高圧需要家まで段階的に拡大された結果、販売電力量の63%相当が自由化対象となった（【図表 I-13】）。

【図表 I-13】 小売自由化範囲の拡大スケジュール



(出所) 経済産業省資源エネルギー資料等よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

バックエンド事業
に係る法的整備

また、直接的には自由化政策の範疇には入らないものの、この間の重要な制度見直しとしては、2005年度のバックエンド事業に係る法的整備が行われた。

バックエンド事業の費用全体は、従来は明確になっておらず、費用回収の仕組みが十分に用意されていなかったが、自由化の進展とともに、電力会社はPPSに需要家を奪われており、費用の回収漏れが生じる懸念が出たため、電気事業分科会の下でバックエンド事業の経済的措置について検討することとなった。その結果、2005年5月に所謂「再処理積立金法」が制定され、従来費用回収されてこなかったバックエンド費用を料金原価に組み入れるとともに、再処理施設の廃止費用を含めて再処理準備金制度の対象が拡充され、税法上の損金算入が可能となった。また、将来発生する費用を安全確実に確保するため、バックエンド事業の総費用18.8兆円のうち12.6兆円を対象範囲として、資金の外部積立のための仕組みが用意された。

第4次自由化では、全面自由化は先送りとなり、現行の枠組みをより機能させる改善策が導入

更に2007年4月からは、家庭部門を含めた全面自由化の是非、競争環境の整備等を主たる論点として、再び自由化論議がスタートした。しかしながら、全面自由化については、メーターの整備等で追加的費用が見込まれる一方、競争進展による効率化効果は不確実であり、費用を上回るだけの便益が期待できない状況であること等が指摘された。そのため、現時点で家庭用を自由化するのは適切ではなく、まずは現行制度をより機能させるため、取引所の活性化等の競争環境整備策に取組んだうえで、2013年度に改めて家庭用自由化の是非を検討することとなった。

取引所の活性化策としては、需給ミスマッチが発生する時の電力調達手段として時間前市場の創設等が図られたほか、託送制度の見直しとして、インバランス料金改定によりPPSの負担が軽減化された。他方で、安定供給や環境適合のための新たな仕組みが用意された。例えば、託送料金の超過利潤については、変更命令発動基準を見直し、ストック管理化を図ったほか、連系線や周波数変換設備については、投資インセンティブを確保するよう通常の事業報酬率を1.5倍にすることとなった。また、CO₂フリー電気の取引が掲示板を活用した入札方式で実施されることとなった。

このように第4次自由化は、産業構造を変化させるような大きな制度的変化はなく、現行の枠組みをより機能的にするための改善策が導入された。

本節の結び

これまでみたように、我が国の電力自由化は、先に述べた我が国の特徴を十分に踏まえ、発送電一貫体制を前提として安定供給と環境適合と競争・効率性の3つの同時達成を図るという「日本型自由化モデル」を選択しており、欧米諸国の電力自由化とは一線を画したものである。

(2) 電力自由化のこれまでの成果

以上が、我が国の電力自由化のこれまでの流れであるが、本節ではその成果について、小売分野の新規参入状況、電力流通の活性化状況（日本卸電力取引所の取引状況、流通構造の多様化状況）、小売価格の低下状況の3点から検証してみたい。

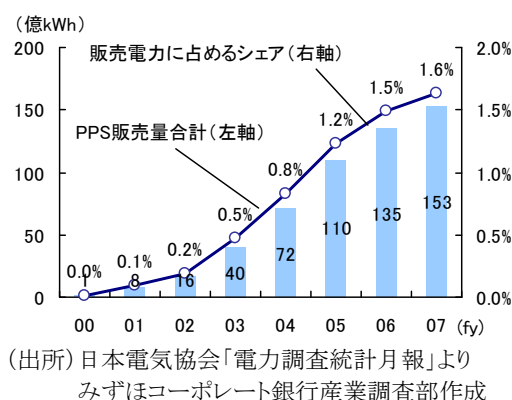
小売分野の新規
参入状況

小売分野が自由化されて以後、2008年3月末時点で新規参入者数は25社迄増加した。しかしながら、2007年度の販売量をみると、販売量全体に占めるシェアは1.6%であり、未だ小規模な状況にある（【図表 I -14】）。

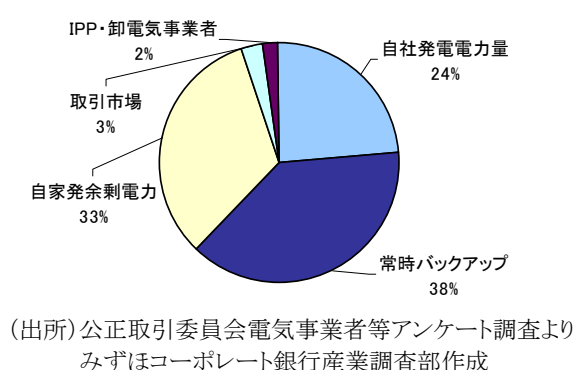
その原因としては、まず第1は PPS の供給力が不足していることが挙げられよう。小売自由化から5年超を経過したとはいえ、自社電源による発電量は供給量の24%に過ぎない(【図表 I-15】)。第2は、燃料価格の上昇により自社電源がコストアップした一方、電力会社の継続的値下げにより、PPSは競争優位性を確立出来ないことである。特に、PPSの販売先の多くは、価格競争の厳しい特別高圧の業務用分野であるが、他方で、PPSの電源構成はミドル・ピーク型の火力に偏っており、自社電源と自家発電剰剰電力、取引所からの調達に加えて、ベース供給力として電力会社からの常時バックアップを組み合わせることで対応せざるを得ない状況となっている。

以上を踏まえると、新規参入は緩やかな拡大を見せているものの、新規参入者にとっては大規模かつ低コストの電源を確保するまでは依然厳しい状況にある。

【図表 I-14】 PPS の販売量の推移



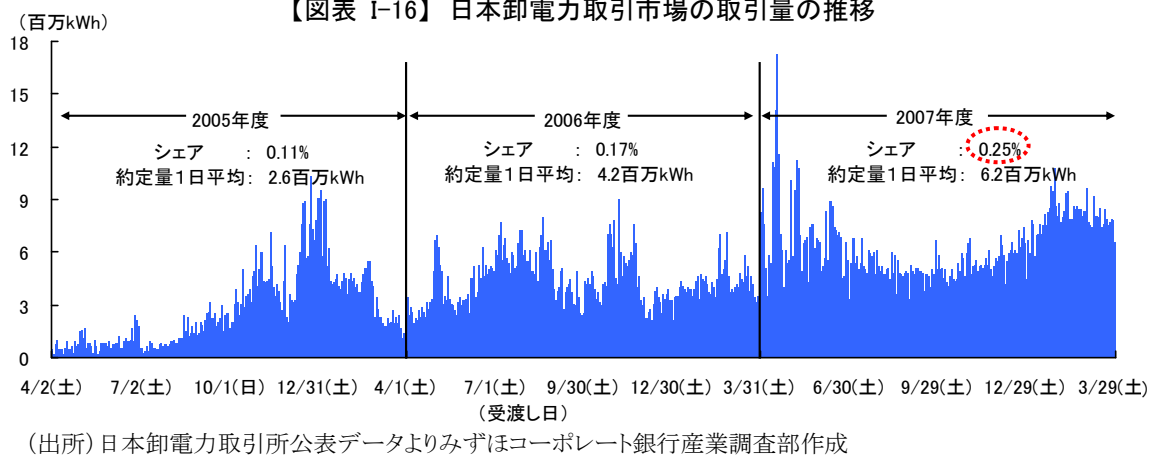
【図表 I-15】 PPS の供給構成



日本卸電力取引所の取引状況

卸電力取引所については創設後3年を経過するが、その取引量は未だ販売電力量の0.3%に満たない状況となっている(【図表 I-16】)。もともと、創設間もないことや、参加者の慣れの問題、あるいは、取引所の使い勝手の問題等、未だ試行錯誤の段階にあることにも留意が必要である。

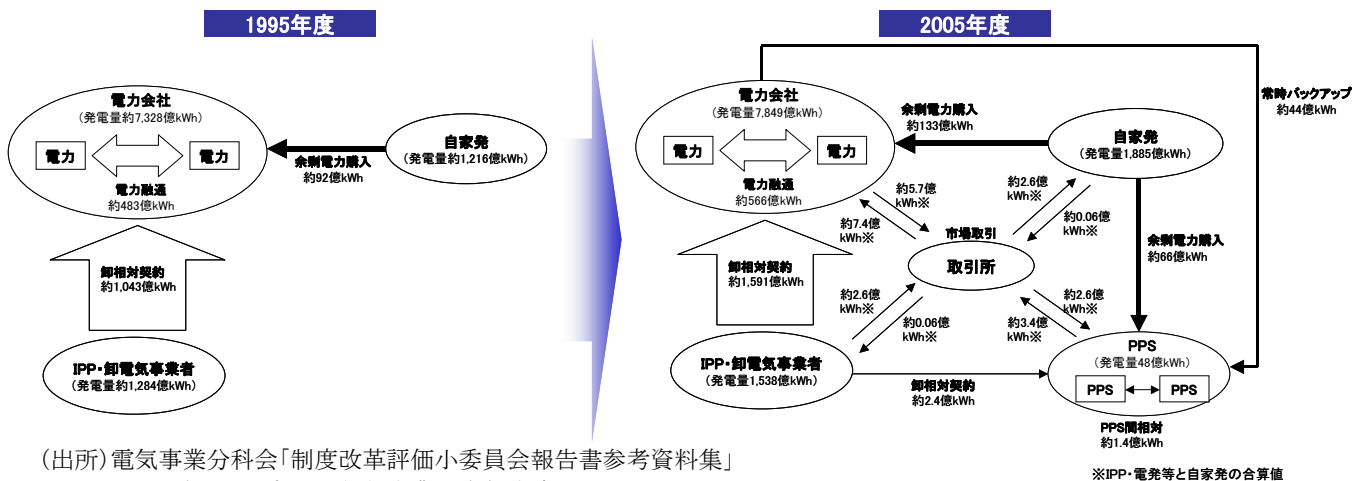
【図表 I-16】 日本卸電力取引市場の取引量の推移



流通構造の多様化の状況

一方で、電力の流通構造は多様化が進展している。従前の流通構造に比べて、IPPの導入、PPSの導入、取引市場の創設により、卸売分野での電力取引は様々な経路を辿っていることが見て取れる(【図表 I-17】)。なお、取引市場が創設された当初は、送電容量の制約から周波数変換所を跨ぐ東西市場間で市場分断が生じ、取引所の取引が一部滞ることもあったが、最低取引量の引上げ等の工夫によって、徐々に解消されつつある。

【図表 I-17】 流通構造の変化



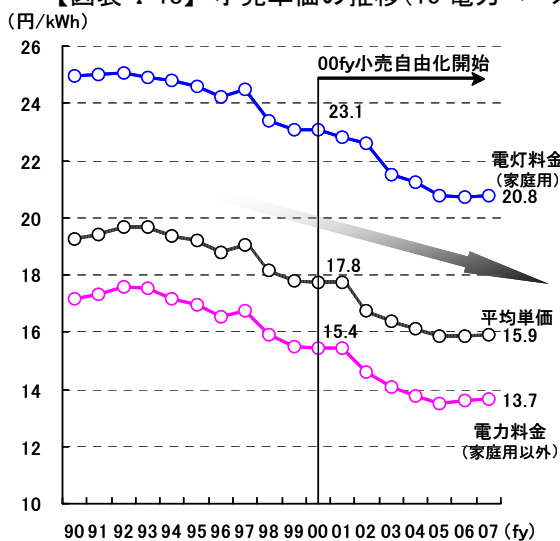
電力会社のこれ迄の料金低廉化の動向

次に、小売価格の低下状況をみてみたい。小売分野が自由化されて以後、電力会社は2年一度のペースで料金改定を実施、料金の低廉化を継続してきた。その結果、小売自由化が開始した2000年度では17.8円/kWhであった平均単価は、2007年度には15.9円/kWhとなり、8年間で▲11%程度低下した（【図表 I-18】）。

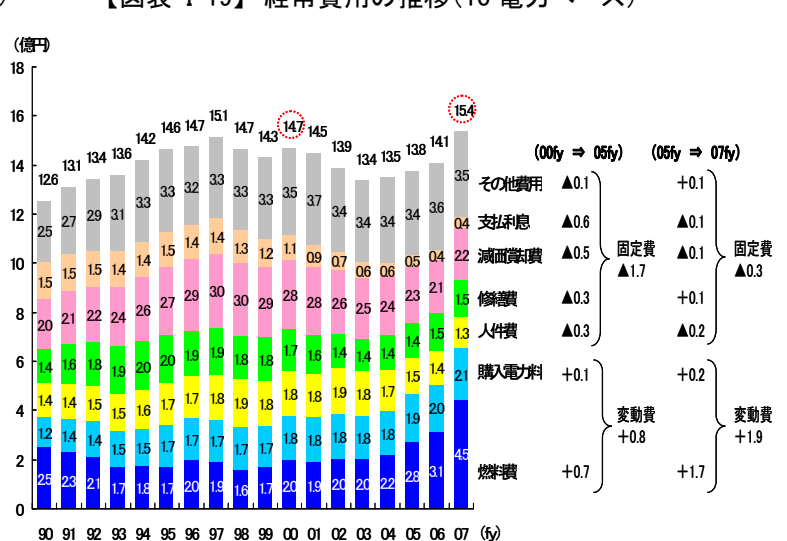
経常費用は低下

一方、料金の低廉化に合わせて経常費用も削減されているが、この間、経常利益額と利益率は増加していることから、料金低廉化はコスト減少分を反映したもので、マージン縮小によるものではない。料金低廉化の原資を費用項目毎に分解してみると、人件費と修繕費の削減に加えて、減価償却費と支払利息の減少が大きく寄与していることが見て取れる（【図表 I-19】）。減価償却の低減は、需要の伸びが鈍化し、設備投資が減少したことによるものと思われる。支払利息の減少は、投資の抑制により負債の圧縮が進んだことや、金利低下局面での利子率の低下が寄与したことによるものと考えられる。但し、近年は、固定費の削減効果が縮小するなか、資源価格高騰や原子力発電の稼働率低下の影響等により、燃料費が増加したため、経常費用全体も増加している。

【図表 I-18】 小売単価の推移(10 電力ベース)



【図表 I-19】 経常費用の推移(10 電力ベース)



(出所) 各社の有価証券報告書よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

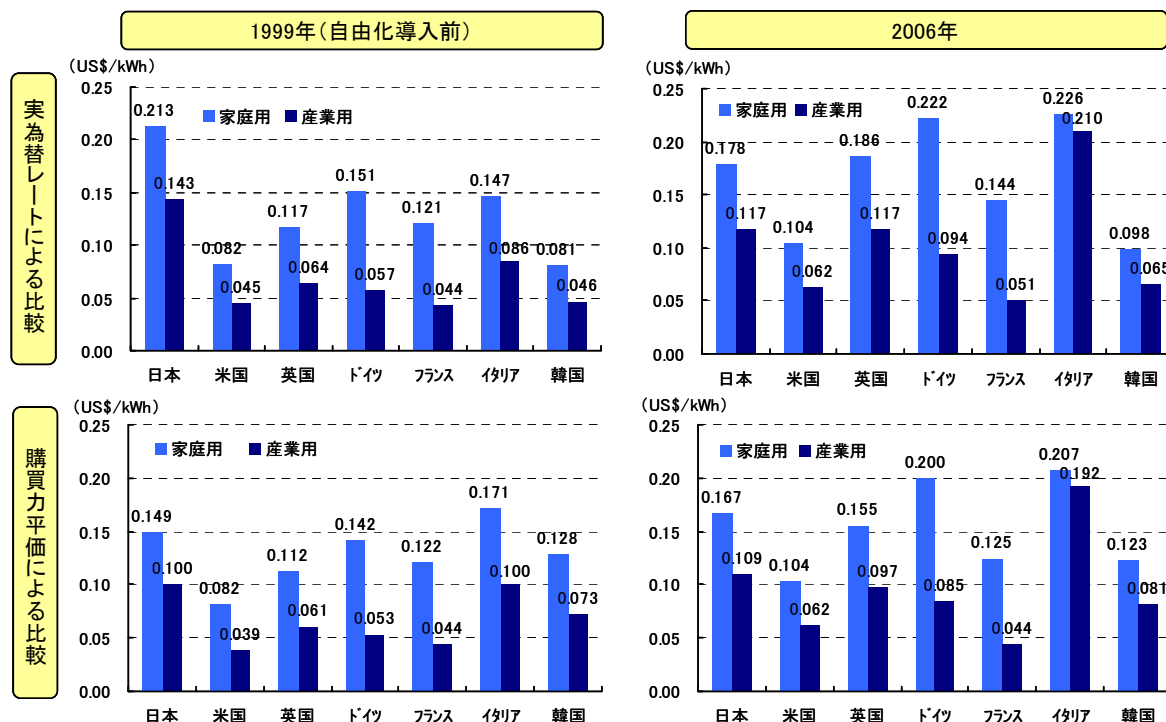
(注) 数値は、販売電力料収入を販売電力量で除して算出した各年度の平均単価

(出所) 各社の有価証券報告書よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

内外価格差は
着実に縮小

その結果、燃料費調整単価による変動はあるものの、現在のところ小売料金の低下傾向は継続し、内外価格差は着実に縮小している（【図表 I-20】）。為替相場による比較では、家庭用はドイツ、イタリアと同水準となり、産業用はイタリアより低水準となった。購買力平価による比較でも、家庭用はドイツ、イタリアよりも低水準となり、産業用はイタリアよりも低水準となっている。もっとも、フランスや米国と比較すれば未だ内外価格差は存在するが、そもそも電力価格は、国毎の負荷率や電源構成の違いや用地買収に要する費用や人件費の水準等、単純比較が困難な要素が含まれていることにも十分留意が必要であろう。

【図表 I-20】 内外価格差の変化



(出所) IEA「Energy Price & Taxes」よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

(注 1) 各国の1年間の使用形態を限定しない平均単価を計算したもの

(注 2) 産業用料金の中には、業務用(商業用)の料金を含むものと含まないものがある。

日本の産業用料金の中には業務用の料金を含む

(注 3) 米国については課税前の価格

本節の結び

このように、小売分野の新規参入の状況や取引所の取引量などをみると未だ小規模であるものの、小売価格の低下により内外価格差が縮小していることに鑑みれば、自由化の成果は徐々に顕現化しつつあると言えよう。しかしながら、価格がいつまでも低下し続けるとは到底考えられず、特に、電力産業のサイクルは長期的であることに鑑み、長期持続的な安定供給の確保が成され得るかどうか、についても注視していく必要がある。すなわち、自由化は内外価格差が縮小されればそれで終わりというものではなく、影響が出現するとすれば、それはこれからであり、長期的な視点に立った評価が必要であろう。

そこで第2章では、まず需給環境について2030年度迄の長期見通しを試みたくえて、次に競争環境の展望について、需要家還元余力分析に基づく小売価格の見通しと卸電力価格モデル分析に基づく卸売価格の見通しを行い、今後の産業構造変化の方向性を検討する。そして、予想される電力産業を取り巻く世界情勢の変化について、資源獲得競争の激化、地球環境問題のグローバル化という2つの視点から検討したい。その上で電力産業の今後の課題を浮き彫りにしたい。

第Ⅱ章 今後の事業環境の展望

第1節 今後の需給環境の展望

(1) 需要の長期展望

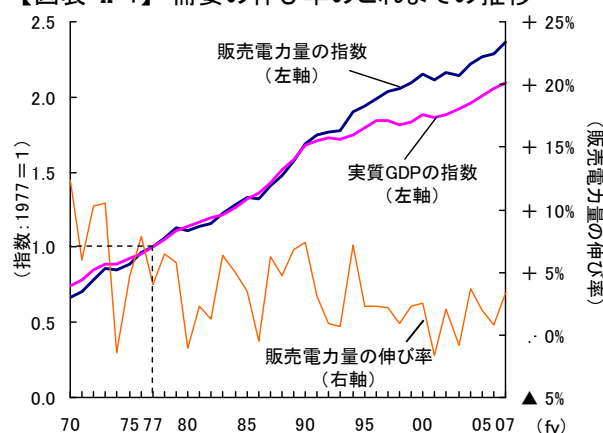
需要のこれまでの
推移

2030 年度までの長期需要見通しを考える前に、まず近年の傾向を簡単に振り返りたい。販売電力量の推移をみると、一貫して増加傾向にあることが見て取れる(【図表Ⅱ-1】)。しかしながら、その伸び率は徐々に鈍化しており、2001 年度以降の平均伸び率は、経済成長が緩やかとなったことや省エネルギー化の進展に伴い+1.1%増に留まっている(【図表Ⅱ-2、3】)。需要区分別では、家庭用は+1.5%増、業務用は+1.1%増と相対的に堅調に推移したのに対し、産業用は生産拠点の海外移転やエネルギー寡消費型産業への緩やかな移行等を背景に+0.8%増に留まっている。

このように需要区分毎に異なった要因で増減することから、需要の長期展望にあたっては、電力会社の販売量を産業用、業務用、家庭用に区分して推計することとした。なお、本稿では、統計上の電灯を家庭用とし、次に大口需要(自家消費を含む)を産業用とし、業務用は需要全体から家庭用と産業用を除いたものと定義する。また、自家消費は一部業務用でもあるものの産業用のウェイトが高いことから、便宜上、産業用に寄せており、PPS の販売量は業務用のウェイトが高いことから、便宜上、業務用に寄せて分析している。

また、電気自動車の普及拡大による影響については、リチウムイオン電池の価格低下や普及台数の見通しが必ずしも透明ではないこと等から、今後の成長戦略のひとつとして位置付けることとし、第Ⅲ章の第3節の「新たな需要の創出」で述べることにしたい。

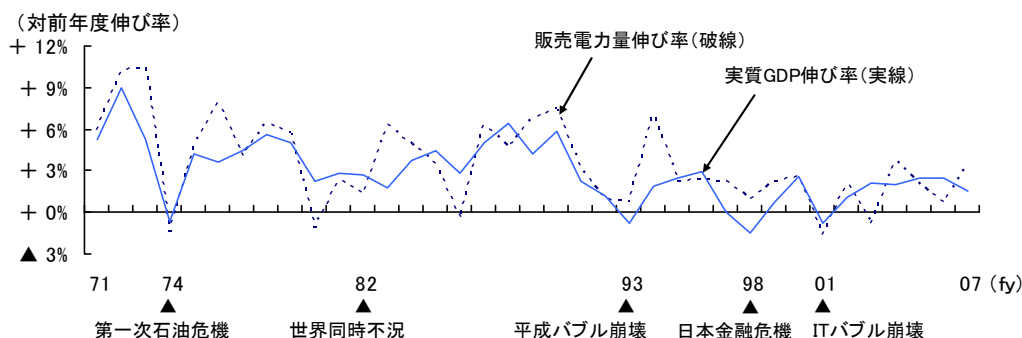
【図表Ⅱ-1】 需要の伸び率のこれまでの推移



【図表Ⅱ-2】 需要区分別にみた伸び率の推移

	71~80fy	81~90fy	91~00fy	01~07fy
販売電力量合計	6.7%	4.3%	2.5%	1.1%
家庭用	7.3%	5.5%	3.7%	1.5%
産業用	6.0%	3.2%	1.3%	0.8%
業務用	8.2%	5.3%	3.1%	1.1%

【図表Ⅱ-3】 販売電力量の伸び率の推移と実質 GDP の伸び率の推移



(出所) 図表Ⅱ-1、2、3 はいずれも電力需給の概要、電気事業便覧、EDMC 統計よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

みずほ産業調査「我が国電力産業の将来展望」

家庭用需要の
長期見通し

家庭用需要の今後の見通しでは、世帯数は国立社会保障人口問題研究所の「日本の将来推計人口(出生中位・死亡中位ケース)」を前提に、世帯当りの一次エネルギー消費原単位と電力化率を変数としてシナリオ別に検討した(【図表Ⅱ-4】)。

まず、世帯数については、人口が2007年度にピークアウトするものの、世帯数のピークアウトは人口に遅行して到来し、2015年度頃となる見込みである。そのため、2015年度まではプラス要因として働くが、2015年度を分水嶺としてマイナス要因に転じるものと思われる。

次に、一次エネルギー消費原単位については、ベース・ケースでは近年の傾向同様、省エネルギー化が進展することを想定し▲0.7%/年のペースで減少することを想定し、ロー・ケースでは、一層の省エネルギー化によりこれまでの2倍の▲1.4%/年で減少することとし、ハイ・ケースでは、90年代の傾向に戻り、0.0%/年と横ばいで推移するものとした。

一方、電力化率については、ベース・ケースでは暖房・給湯・厨房分野での電気使用の拡大や家庭のIT化進展等を背景に、足許の傾向の+1.3%/年程度で着実に上昇することを想定し、ロー・ケースでは電気機器の省電力化の進展により+0.6%/年と近年の傾向の半分のペースに鈍化し、ハイ・ケースではIT化や電気機器の更なる普及に加えてオール電化住宅の普及により+1.9%/年と足許の傾向の1.5倍のペースに向上するものとした。

【図表Ⅱ-4】 家庭用需要の長期見通しの前提

	ベース・ケース (省エネは現行のペースで改善)	ロー・ケース (省エネは現行を上回るペースで進展)	ハイ・ケース (省エネは現行水準で頭打ち)
世帯数	当面は緩やかに増加するものの、2015年度にピークアウトし、2030年度には2004年度と同水準迄減少 (国立社会保障・人口問題研究所「日本の将来推計人口-平成18(2006)年12月推計-」の出生中位・死亡中位ケースを採用)	ベースケースと同様	ベースケースと同様
一次エネルギー消費原単位	近年(01～06fy)のトレンド同様、世帯当り人口の減少や省エネ進展により緩やかに減少 [原単位の伸び率: ▲0.7%/年]	世帯当り人口の減少に加え、省エネの一層の進展により、近年(01～06fy)のトレンドの2倍のペースで減少 [原単位の伸び率: ▲1.4%/年]	90年代のトレンド同様、世帯当り人口の減少や省エネ進展等のマイナス要因を、IT化や床暖房・乾燥機等の電気機器の普及によるプラス要因で相殺、横ばいで推移 [原単位の伸び率: ±0%/年]
電力化率	近年(01～06fy)のトレンド同様、IT化や電気機器の普及等により、電力化率の伸び率は緩やかに向上 [電力化率の伸び率: +1.3%/年]	電気機器等の省電力化の進展により、電力化率の伸び率が近年(01～06fy)のトレンドの半分のペースに鈍化 [電力化率の伸び率: +0.6%/年]	IT化や電気機器の普及等に加えてオール電化住宅の普及拡大により、電力化率の伸び率が近年(01～06fy)のトレンドの1.5倍のペースに向上 [電力化率の伸び率: +1.9%/年]

(出所) EDMC 統計よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

ベース・ケースでは
伸び率は徐々に
鈍化

以上を踏まえると、家庭用需要(=家庭用販売量)は、ベース・ケースでは中期的には電力化率の向上が需要の牽引役を担い緩やかに増加するものの、長期的には世帯数が減少に転じることから徐々に伸び率が低下し、2030年時点には+0.1%/年まで鈍化する見通しである(【図表Ⅱ-5】)。

一方、ロー・ケースでは、省エネルギー化によるマイナス影響が電力化率向上によるプラス効果を上回ることから長期的に減少し続けることとなり、更には世帯数のピークアウトを契機にその減少幅が拡大することとなる。また、ハイ・ケースでは、省エネルギー化が進展しないことから、電力化率の向上によるプラス効果が削減されることなく需要増に寄与することから、長期的に+1.5%/年以上の伸び率を確保する見通しである。

【図表Ⅱ-5】 家庭用需要の見通し

		(単位: 億kWh)						(年平均伸び率)					
		2005fy	2010fy	2015fy	2020fy	2025fy	2030fy	01～05fy	06～10fy	11～15fy	16～20fy	21～25fy	26～30fy
家庭用	ベース・ケース	2,813	2,901	2,999	3,071	3,117	3,135	+ 2.0%	+ 0.6%	+ 0.7%	+ 0.5%	+ 0.3%	+ 0.1%
	ロー・ケース	2,813	2,750	2,659	2,547	2,418	2,274	+ 2.0%	▲ 0.4%	▲ 0.7%	▲ 0.9%	▲ 1.0%	▲ 1.2%
	ハイ・ケース	2,813	3,060	3,380	3,698	4,011	4,311	+ 2.0%	+ 1.7%	+ 2.0%	+ 1.8%	+ 1.6%	+ 1.5%

(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

(注) 2005年度は実績値

産業用需要の
長期見通し

産業用需要については、GDP 成長率を想定したうえで、GDP 当りの電力消費原単位と自家発比率を変数としてシナリオ別に検討した。

まず、GDP については、1人当りの GDP は労働生産性の向上が一定の範囲内で引続き期待されることから、これまでの増加傾向を維持すると想定し、これに人口を積算することで簡易に算定すると、人口の減少とともに徐々に GDP 成長率は鈍化していく見込である。

次に、GDP 当りの電力消費原単位については、ベース・ケースでは近年の傾向同様、省エネルギー化が進展することを想定し▲0.7%/年のペースで減少することを想定し、ロー・ケースでは一層の省エネルギー化により▲1.5%/年とこれまでの約2倍のペースで減少することとし、ハイ・ケースでは90年代の傾向に戻り±0%/年と横ばいで推移するものとした。

一方、自家発の比率については、ベース・ケースでは足許の水準の28%程度が維持されるものとし、ハイ・ケースでは原油価格高止まりの影響等からオイルショック後の1980年代初頭の水準の23%まで低下するものとした。なお、燃料価格の上昇等により自家発の競争力が低下していることや環境負荷軽減のため老朽自家発を廃止する事例が増加していること等から、自家発比率が上昇するシナリオは想定しにくいことから、ロー・ケースは設定しないこととした(【図表Ⅱ-6】)。

【図表Ⅱ-6】 産業用需要の長期見通しの前提

	ベース・ケース (省エネは現行のペースで改善)	ロー・ケース (省エネは現行を上回るペースで進展)	ハイ・ケース (省エネは現行水準で頭打ち)
GDP	人口減を生産性向上(1人当りGDPの伸び率: +1.4%/年)でカバーするも、長期的には人口減のテンポが早まることから、GDP成長率は徐々に低下 [GDP成長率: 06~10fy +1.6% 11~15fy +1.2% 16~20fy +1.0% 21~25fy +0.9% 26~30fy +0.7%]	ベースケースと同様	ベースケースと同様
電力消費原単位	近年(01~06fy)のトレンド同様、省エネの進展により緩やかに減少するものと想定 [原単位の伸び率: ▲0.7%/年]	省エネの一層の進展により、近年(01~06fy)のトレンドの2倍のペースで減少 [原単位の伸び率: ▲1.5%/年]	90年代のトレンド同様、効率性は既に極めて高い水準に達していることから、更なる省エネは限界的であり、横ばいで推移 [原単位の伸び率: ±0%/年]
自家発比率	足許(2006年度実績)の自家発比率が維持されるものと想定 [自家発比率: 28%]	ベースケースと同様	高油価等の影響により、オイルショック後の1980年初頭の水準(=23%)まで▲1%/年のペースで通減

(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

ベース・ケースでは
伸び率は徐々に
鈍化

以上を踏まえると、産業用需要(=産業用販売量)は、ベース・ケースではGDP成長率が鈍化するなか、省エネルギー化の進展による電力消費原単位の減少の影響が大きく、伸び率が徐々に鈍化し、2030年度頃にはピークアウトする見通しである(【図表Ⅱ-7】)。

一方、ロー・ケースでは、省エネルギー化による電力消費原単位の減少が更に強く影響することから、早晚ピークアウトし、長期的には減少幅が拡大する見通しである。また、ハイ・ケースでは、短期的には自家発比率の低下による需要増が見込まれ、また、中長期的にはGDP成長率の鈍化により伸び率が鈍化するものの、省エネルギー化が進展せず電力消費原単位が横ばいで推移するなか、プラス成長を維持する見通しである。

【図表Ⅱ-7】 産業用需要の伸び率の見通し

(単位: 億kWh)							(年平均伸び率)					
	2005fy	2010fy	2015fy	2020fy	2025fy	2030fy	01~05fy	06~10fy	11~15fy	16~20fy	21~25fy	26~30fy
ベース・ケース	2,738	2,962	3,022	3,059	3,076	3,074	+ 0.5%	+ 1.6%	+ 0.4%	+ 0.2%	+ 0.1%	▲ 0.0%
ロー・ケース	2,738	2,896	2,846	2,775	2,686	2,586	+ 0.5%	+ 1.2%	▲ 0.3%	▲ 0.5%	▲ 0.6%	▲ 0.8%
ハイ・ケース	2,738	3,155	3,430	3,605	3,761	3,902	+ 0.5%	+ 2.9%	+ 1.7%	+ 1.0%	+ 0.9%	+ 0.7%

(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成 (注) 2005年度は実績値

みずほ産業調査「我が国電力産業の将来展望」

業務用需要の
長期見通し

業務用需要については、延床面積の想定を置いたうえで、延床面積当りの一次エネルギー消費原単位と電力化率を変数としてシナリオ別に検討したい。更に PPS の需要離脱は概ね業務用に集中していることから、業務用需要から PPS の需要離脱を控除して業務用販売量を算出した（【図表Ⅱ-8】）。

まず、延床面積については、サービス産業へのシフトが継続するなか、足許の傾向の GDP 弾性値 0.8 程度で推移するものと想定すると、引続き堅調な拡大が見込まれる。但し、長期的には GDP 成長率が鈍化するなか、徐々に伸び悩むものと思われる。

次に、延床面積当りの一次エネルギー消費原単位については、ベース・ケースでは近年の傾向同様、省エネルギー化の進展により▲1.1%/年のペースで減少することとし、ロー・ケースでは一層の省エネルギー化により▲2.2%/年とこれまでの約 2 倍のペースで減少することとし、ハイ・ケースでは 90 年代の傾向に戻り、0.0%/年と横ばいで推移するものとした。

電力化率については、ベース・ケースでは冷暖房・給湯需要が減少するものの、電子機器関連需要が増加することにより、足許の傾向同様+1.8%/年で向上するものとし、ロー・ケースでは電気機器の省電力化の進展により+0.9%/年と近年の傾向の半分のペースに鈍化した。なお、電気機器の省電力化が進展していること等から、電力化率が足許の傾向を上回る水準で推移することは想定し難いため、ハイ・ケースは設定しないこととした。

一方、PPS の需要離脱については、PPS が公表している電源開発計画を前提とし、これまでの実績を踏まえ PPS の自社電源の設備利用率を 40%程度とし、これに常時バックアップや取引所等からの購入量を一定比率勘案すると、2012 年度には 357 億 kWh 程度に達するものと思われる。なお、2012 年度以降は電源開発計画が無いことから据え置きとする。

【図表Ⅱ-8】業務用需要の長期見通しの前提

	ベース・ケース (省エネは現行のペースで改善)	ロー・ケース (省エネは現行を上回るペースで進展)	ハイ・ケース (省エネは現行水準で頭打ち)
延床面積	近年(01～06fy)のトレンド同様、経済のサービス化を背景としてGDP弾性値0.8程度で緩やかに増加	ベースケースと同様	ベースケースと同様
一次エネルギー消費原単位	近年(01～06fy)のトレンド同様、省エネの進展により緩やかに減少するものと想定 〔原単位の伸び率: ▲1.1%/年〕	省エネの一層の進展により、近年(01～06fy)のトレンドの2倍のペースで減少 〔原単位の伸び率: ▲2.2%/年〕	90年代の長期トレンド同様、省エネとIT化の綱引き状態が続き、横ばいで推移するものと想定
電力化率	近年(01～06fy)のトレンド同様、冷暖房・給湯需要が減少するものの電気機器関連需要が増加することにより、電力化率の伸び率は堅調に推移 〔電力化率の伸び率: +1.8%/年〕	電気機器等の省電力化の進展により、電力化率の伸び率が近年(01～06fy)のトレンドの半分のペースに鈍化 〔電力化率の伸び率: +0.9%/年〕	ベースケースと同様
PPSによる需要離脱	PPSの供給力を計画ベースで推計のうえ、現状の供給構造(自社設備の稼働率40%、他の発電事業者からの調達比率40%)を前提とすると、2012年度に357億kWhに到達し、以後据え置き	ベースケースと同様	ベースケースと同様

(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

ベース・ケースで
+1.3% 超の伸び
率を維持

以上を踏まえると、業務用需要(＝業務用販売量)は、ベース・ケースでは、短期的には PPS の販売電力量の増加により一旦は伸び悩むものの、中期的には PPS の供給力が頭打ちとなるなか、電力化率の上昇によるプラス要因が省エネルギー化に伴う一次エネルギー消費原単位の減少によるマイナス要因を上回ることから、伸び率は+1.3%/年超で堅調に推移し、長期的には延床面積の拡大の鈍化に伴い徐々に伸び率が鈍化する見通しである。

一方、ロー・ケースでは、電力化率の上昇が緩慢となるなか、一層の省エネルギー化に伴う電力消費原単位の減少が大きく影響することから、早晩ピークアウトし、長期的にはその減少幅が拡大する見通しである。ハイ・ケースでは、短期的には PPS の需要離脱により伸び悩むものの、中長期的には一次エネルギー消費原単位が横ばいで推移するなか、電力化率の進展により+2.5%/年程度の伸び率を維持する見通しである（【図表Ⅱ-9】）。

【図表Ⅱ-9】業務用需要の見通し

	(単位: 億kWh)						(年平均伸び率)					
	2005fy	2010fy	2015fy	2020fy	2025fy	2030fy	01~05fy	06~10fy	11~15fy	16~20fy	21~25fy	26~30fy
ベース・ケース	3,274	3,273	3,494	3,781	4,065	4,348	+ 0.7%	+ 0.0%	+ 1.3%	+ 1.6%	+ 1.5%	+ 1.4%
ロー・ケース	3,274	3,068	2,930	2,842	2,740	2,627	+ 0.7%	▲ 1.3%	▲ 0.9%	▲ 0.6%	▲ 0.7%	▲ 0.8%
ハイ・ケース	3,274	3,391	3,844	4,409	5,022	5,685	+ 0.7%	+ 0.7%	+ 2.5%	+ 2.8%	+ 2.6%	+ 2.5%

(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成 (注) 2005年度は実績値

需要の長期展望
の総括
～長期的には伸
び率が徐々に鈍
化～

以上の分析結果を踏まえ、需要区分毎の結果を合計し、全体としての長期展望を纏めると以下の通りとなる(【図表Ⅱ-10】)。

ベース・ケースでは、電力化率の向上等を背景に長期的には増加基調を維持するものの、世帯数や経済成長の緩やかな低下とともに、伸び率は緩やかに鈍化し、2006年度から2030年度までの25年間の平均の伸び率は+0.7%/年に留まる見通しである。

次に、ロー・ケースでは、今後一貫してマイナス成長を余儀なくされ、その減少幅は徐々に拡大し、25年間の平均伸び率は▲0.7%/年と一層低迷する見通しである。

一方、ハイ・ケースでは、ベース・ケースの2倍超の伸び率で堅調に推移し、25年間の平均の伸び率は+1.8%/年となり、堅調に推移する見通しである。

但し、地球環境問題への対応の必要性の高まりを背景に、一層の省エネ努力が求められていることを踏まえれば、むしろロー・ケースに向かう可能性が高いものと思われる。

【図表Ⅱ-10】販売電力量の長期見通し

	(単位: 億kWh)						(年平均伸び率)						
	2005fy	2010fy	2015fy	2020fy	2025fy	2030fy	01~05fy	06~10fy	11~15fy	16~20fy	21~25fy	26~30fy	06~30fy
ベース・ケース	8,825	9,137	9,516	9,911	10,258	10,557	+ 1.1%	+ 0.7%	+ 0.8%	+ 0.8%	+ 0.7%	+ 0.6%	+ 0.7%
家庭用	2,813	2,901	2,999	3,071	3,117	3,135	+ 2.0%	+ 0.6%	+ 0.7%	+ 0.5%	+ 0.3%	+ 0.1%	+ 0.4%
産業用	2,738	2,962	3,022	3,059	3,076	3,074	+ 0.5%	+ 1.6%	+ 0.4%	+ 0.2%	+ 0.1%	▲ 0.0%	+ 0.5%
業務用	3,274	3,273	3,494	3,781	4,065	4,348	+ 0.7%	+ 0.0%	+ 1.3%	+ 1.6%	+ 1.5%	+ 1.4%	+ 1.1%
ロー・ケース	8,825	8,714	8,435	8,163	7,844	7,487	+ 1.1%	▲ 0.2%	▲ 0.6%	▲ 0.7%	▲ 0.8%	▲ 0.9%	▲ 0.7%
家庭用	2,813	2,750	2,659	2,547	2,418	2,274	+ 2.0%	▲ 0.4%	▲ 0.7%	▲ 0.9%	▲ 1.0%	▲ 1.2%	▲ 0.8%
産業用	2,738	2,896	2,846	2,775	2,686	2,586	+ 0.5%	+ 1.2%	▲ 0.3%	▲ 0.5%	▲ 0.6%	▲ 0.8%	▲ 0.2%
業務用	3,274	3,068	2,930	2,842	2,740	2,627	+ 0.7%	▲ 1.3%	▲ 0.9%	▲ 0.6%	▲ 0.7%	▲ 0.8%	▲ 0.9%
ハイ・ケース	8,825	9,606	10,654	11,712	12,794	13,899	+ 1.1%	+ 1.7%	+ 2.1%	+ 1.9%	+ 1.8%	+ 1.7%	+ 1.8%
家庭用	2,813	3,060	3,380	3,698	4,011	4,311	+ 2.0%	+ 1.7%	+ 2.0%	+ 1.8%	+ 1.6%	+ 1.5%	+ 1.7%
産業用	2,738	3,155	3,430	3,605	3,761	3,902	+ 0.5%	+ 2.9%	+ 1.7%	+ 1.0%	+ 0.9%	+ 0.7%	+ 1.4%
業務用	3,274	3,391	3,844	4,409	5,022	5,685	+ 0.7%	+ 0.7%	+ 2.5%	+ 2.8%	+ 2.6%	+ 2.5%	+ 2.2%

(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成 (注) 2005年度は実績値

(2) 供給の長期展望

一方、供給サイドは長期的にみて需要を賄うに十分な余力を有するのだろうか。

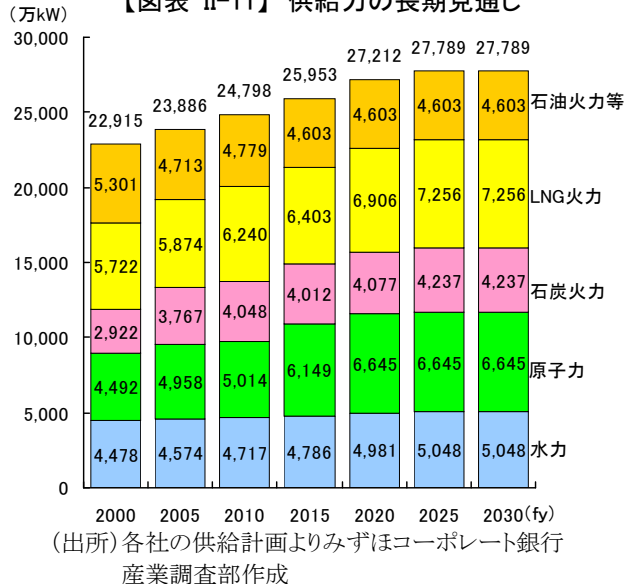
供給力の見通し

まず、供給計画で公表されている新規電源が全て計画通りに運開し、また、既存の電源が耐用年数を経過した場合には同種かつ同量の電源が遅滞無くリプレースされるという前提で2030年迄の供給力を推計すると、2017年度までは+1.0%/年で拡大するものの、2018年度以降は、新規電源の計画が一部を除き未だ明らかではないことから、年平均で+0.4%/年程度と微増に留まる結果となる(【図表Ⅱ-11】)。

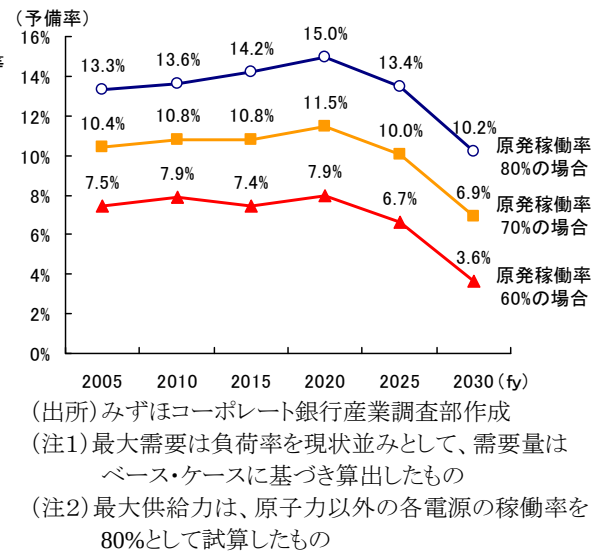
供給予備率は、
原発の安定稼働
を前提とすれば
充分な水準。
但し、稼働率が
低下すると供給
力不足が懸念

供給力の長期見通しに基づき、最大需要に対する最大供給力をみると、原子力発電が
平常稼働できれば、予備率は2030年度まで適正水準の8%超で推移することから供給余
力は十分に確保される見通しとなる。但し、原子力発電の稼働率が60%まで低迷した場合、
2030年度の予備率は3.6%となり、気温が1℃上昇すると予備率が▲2.5%減少することを踏
まえると、気温次第では供給力不足に陥る懸念がある(【図表Ⅱ-12】)。

【図表Ⅱ-11】供給力の長期見通し



【図表Ⅱ-12】供給予備率の見通し



需給バランスの 考え方

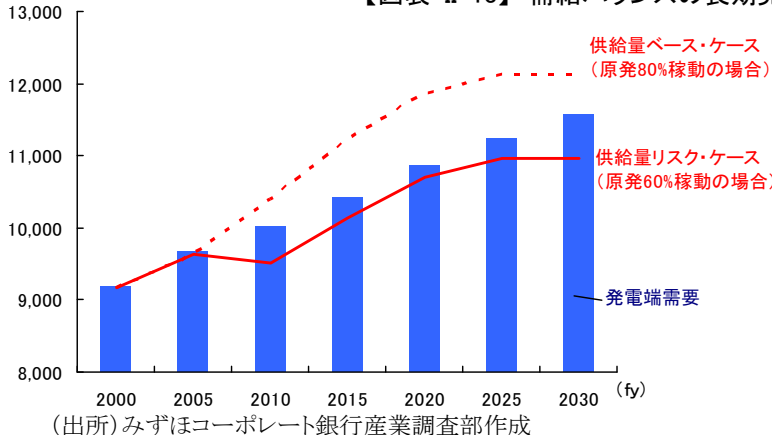
以上を踏まえ、需要量と供給量のバランスについて長期的見通しを検討してみたい。まず、前述の需要見通しに基づき総合ロス率の実績を踏まえて発電端需要を算定し、次に中期的な供給力の見通しに基づき発電種毎に平年並みの稼働率で発電した場合の発電量を算定する。この想定発電量に対する需要量の差分を需給ギャップとして算定し、需給ギャップがプラス(供給量>需要量)となれば供給余剰、マイナス(需要量>供給量)となれば供給量不足と見なすこととする。

需給バランスの 長期展望

需給ギャップを推計すると、原子力発電が正常稼働すれば、2010年度以降徐々にギャップが拡大し、需給は緩和方向に向かう見込みである。これは、需要の伸びが鈍化するなか、供給計画通りに運開すれば設備余剰が生じることを意味する(【図表Ⅱ-13】)。

一方、足許の稼働率は中越沖地震等により一部の原子力発電が停止していること等から60%まで低迷しているが、仮に現状のままとすると供給量が不足し2030年度まで一貫して火力発電の焚き増しによる対応を余儀なくされることとなる。

【図表Ⅱ-13】需給バランスの長期見通し



<前提>

1. 発電端需要
= 需要量 ÷ (1 - ロス率[8.75%])
2. 供給可能量
= 原子力の供給力 × 設備利用率[80%] × 8,760時間
+ 石炭の供給力 × 設備利用率[70%] × 8,760時間
+ LNGの供給力 × 設備利用率[50%] × 8,760時間
+ 石油の供給力 × 設備利用率[20%] × 8,760時間
+ 水力の供給力 × 設備利用率[20%] × 8,760時間
(注) 需要量と各供給力は、前出の見通しに基づく
3. 需給ギャップ
= 供給可能量 - 発電端需要

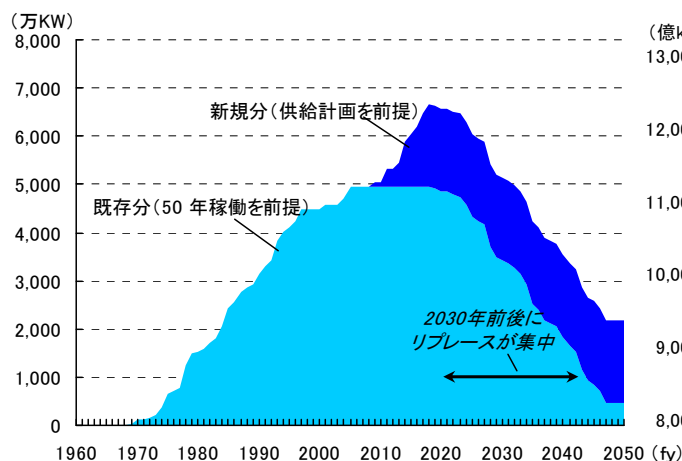
原発が順次廃止
された場合

更に、原子力発電のリプレースが円滑になされず、耐用年数を経過した後、原発が順次廃棄された場合を検討する。原子力発電の耐用年数を 50 年とすると、1970 年代に運開した原発のリプレースが2020年以降順次到来する。これらが順次廃止された場合、2030 年には 2,000 万 kW 相当の供給力を失うこととなる。

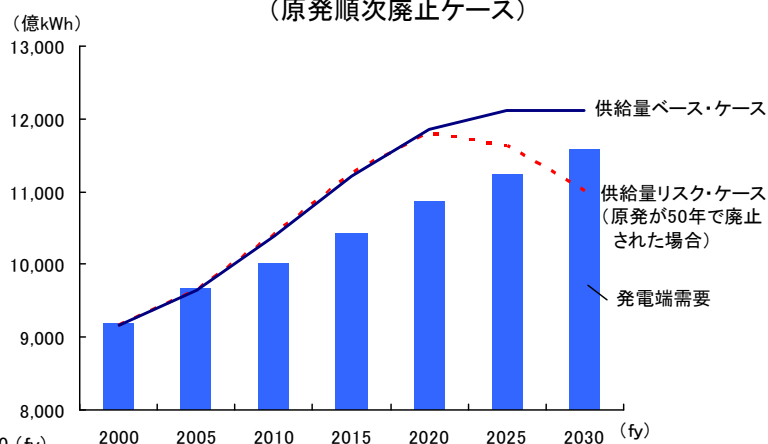
その結果、仮に現在予定している原発の新規計画が全て予定通りに運開したとしても、2030 年度の供給力は 5,137 万 kW ととなり、現状と同程度の供給力を維持するに留まる結果となる(【図表Ⅱ-14】)。

また、この場合、2030 年度時点の需給ギャップを原子力発電の設備利用率を 80%として発電量を推計しても、2030 年度には大幅に発電量が不足し、石油火力と LNG 火力の想定設備利用率を約 5%ずつ向上させ、各々 25%、55%で稼働させなければ、需要量に満たない結果となる(【図表Ⅱ-15】)。

【図表Ⅱ-14】原子力発電のリプレース



(出所) 原子力ポケットブック、電源開発の概要、各社供給計画
よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

【図表Ⅱ-15】需給バランスの長期見通し
(原発順次廃止ケース)

(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

供給の長期展望
の総括

以上の結果をまとめると、供給計画通りに新規電源が運開し、老朽火力のリプレースが遅滞なく実施されることを前提として、原子力発電が正常稼働できれば、ピーク時の供給余力は十分に確保される。

しかし、原発の稼働率が低迷した場合や原発のリプレースが円滑に実施されない場合は、安定供給に支障が生じる懸念がある。

従って、長期的な安定供給の確保のためには、原発の稼働率の維持・向上、原発のリプレースの円滑な実施が必要であり、それが困難ということになれば、火力電源を新たに開発する必要がある。従って、磐石と思われがちな安定供給であるが、原子力発電次第で、常に「累卵の危うき」にあることを充分に認識しておく必要がある。

(3) 技術革新の影響

電力産業における技術革新の速度は緩やかではあるものの、本稿では、家庭用燃料電池の開発が今後の需給に与える影響についても検討してみたい。

家庭用燃料電池
の技術的課題

家庭用(定置用)燃料電池は、現時点では技術的諸課題が残り、商用化に向けた開発途上の段階にあるものと思われる。例えば、電極触媒である白金の表面積が大きいほど損失が低下し出力が向上する一方、コスト低減化のためには、貴金属たる白金の使用量を低減させなければならない。そのため、家庭用燃料電池はコストの高い白金に替わる触媒の開発が期待されているが、現実には未だ根本的な解決策は見当たらない状況にある。また、耐久性にも問題があると言われており、9万時間程度の稼働時間を達成できなければ設置コストが割高となる見通しである。そのため、系統電力に対する経済的優位性を確保するために、耐久性を向上させなければならない状況にあると言える。

目標通り導入に
されれば家庭用
需要はマイナス
成長に

もっとも、長期的には技術革新によりこれらの課題が克服される可能性も否定できない。そこで、まず第1に仮に政府の導入目標値が達成しえた場合の需給面への影響を検討してみたい。経済性や耐久性の改善により、目標通りに導入されるとすると、2010年度に220万kW、2020年度に1,000万kW、2030年度に1,250万kW相当の系統離脱が生じる見通しである(【図表Ⅱ-16】)。

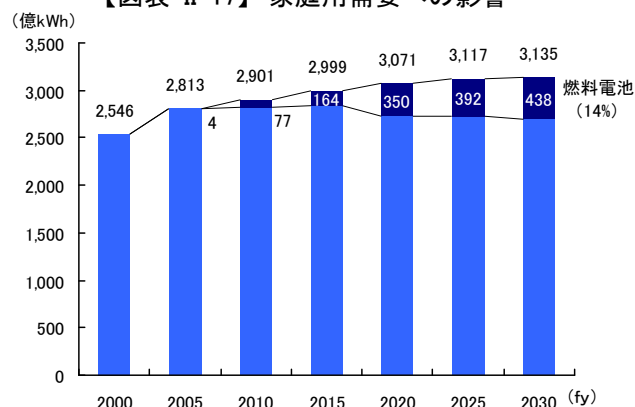
この時の家庭用需要の負荷率を40%として、家庭用燃料電池の発電量の分だけ家庭用需要量を減少させると想定すると、2030年度には438億kWhの需要離脱が発生することとなり、家庭用需要の2005年度以降の年平均伸び率は▲0.2%/年程度とマイナス成長に転じる見通しである。とはいえ、水素を製造するためのエネルギー源として、原子力発電等の系統電力が用いられるとすれば、需要離脱の影響を一部取り戻す可能性もあり、結果的には家庭用需要の一部が産業用需要へ転換される格好となろう。

【図表Ⅱ-16】家庭用燃料電池の普及見通し

	2001fy(実績)	2010fy	2020fy	2030fy
経済性 (1kW1基当り)	1,000万円以上	120万円以下	40万円以下	同左
耐久性	1万時間程度	7万時間程度	9万時間程度	同左
導入量	1.2万kW	220万kW	1,000万kW	1,250万kW
需要離脱量	0.4億kWh	77億kWh	350億kWh	438億kWh
(家庭用シェア)	0.0%	2.7%	11.4%	14.0%

(出所)エネルギー総合工学研究所「燃料電池 再改定版」、
資源エネルギー庁燃料電池実用化戦略研究会資料等
よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

【図表Ⅱ-17】家庭用需要への影響



(出所)みずほコーポレート銀行産業調査部作成

【図表Ⅱ-18】家庭用燃料電池の普及ケースにおける家庭用需要の伸び率の見通し

	01~05fy	06~10fy	11~15fy	16~20fy	21~25fy	26~30fy	06~30fy
家庭用需要 (燃料電池普及ケース)	+ 2.0%	+ 0.1%	+ 0.1%	▲ 0.8%	+ 0.0%	▲ 0.2%	▲ 0.2%

(出所)みずほコーポレート銀行産業調査部作成

第2節 今後の競争環境の展望

次に競争環境の展望について、需要家還元余力分析と卸電力価格モデル分析を行い検討する。

(1) 小売分野の需要家還元の圧力の高まり

更なる値下げの
可能性

競争環境を展望するため、まず小売分野の料金低廉化の方向性について検討してみたい。自由化以後低下を続けた電気料金だが、以下の3つの理由から需要家還元の圧力が継続するものと思われる。

1点目は需要家の要請である。電気料金の低下が自由化の最大の成果として注目されるなかで、未だ内外価格差が存在することも事実であり、旁、依然更なる効率性の追求という社会的要請は決して弱まっていないことを踏まえれば、電力会社は今後も一定の料金低廉化を継続することが求められよう。

2点目は事業者間の競争優位性確保の観点である。事業者が相互に「他社に劣後しない価格水準を維持したい」という意識を持つなかでは、当然のことながら料金は低下指向が高まることとなる。また、電力調達コストを低下させるために公開入札を行う需要家が既に散見されるが、その場合、事業者としても自社管内の需要離脱を防衛するために追加的な割引を実施する必要がある。

そして3点目としては料金制度が挙げられよう。規制分野の値下げは届出だが値上げは認可を必要とする等、事業者を値下げに向かわせやすい制度体系になっているため、下方硬直的にならざるを得ない側面がある。

以上より、基本的には需要家還元の圧力は依然としてあり、事業者は引続き料金低廉化のために更なる効率化を進める必要がある。

需要家還元余力
の考え方

それでは、料金の低廉化はどの位のペースで実施される可能性があるのだろうか。本稿では、決算データから電力会社の需要家還元余力を試算することでこの問いに対する1つの考え方を提示したい。

まず考えの枠組みについて説明したい。電力会社が需要家還元を行う場合には、安定配当継続の観点から配当所要利益を確保出来る水準までに留める必要がある。同時に、株主資本比率向上や有利子負債圧縮という経営目標があるなかで、フリーキャッシュフローがプラスとなる水準までに留める必要もある。従って、①配当所要利益の確保②フリーキャッシュフローのプラスを確保の2つの条件を両立出来る価格水準までの限界的な値下げ幅が電力会社の需要家還元余力ということになる。

①配当所要利益
の確保による
余力

第1の条件となる「配当所要利益の確保」による余力については、販売電力量の伸びと、電源の新規運開等に伴う償却費の変動、人件費や修繕費等の合理化効果が、主たる変動要因となる。具体的な算定方法は、次の通りである。

まず、販売電力量については第1節の需要展望を前提としている。償却については、電源の運開時期は平成20年度の各社の供給計画を前提として、かつ、償却方法は現行の定率法をベースに算定している。人件費は原則据え置きとし、修繕費はkW当りの単価を据え置きとして、支払利息は2007年度の支払金利の実績値に基づき、各々試算する。また、燃料費については、電源種別の発電量の変動による燃料使用量の変動を反映させうえて、燃料種毎の単価を設定して算定する。電源種毎の設備利用率については、基本的にはべ

ース電源の原発は 80%、石炭は 70%、一般水力については 45%とし、一部の電源については長期停止分や休止分は別途織り込み試算する。一方 LNG 火力は、LNG 調達の契約量次第で事業者毎に差異が生じることから、原則として個社毎に過去 3 年の実績値の平均値を採用している。その結果算定される各電源の発電量と、販売電力量に送電ロス等を加味した発電端需要との差分を、石油火力で充当するものとする。

以上の諸前提を踏まえると、例えば、供給区域の需要の低迷や PPS 需要離脱の増加等により販売電力量が伸び悩む場合や、電源の運開に伴う償却費負担が重くなる場合、また、その他固定費の合理化効果が少ない場合等に、配当所要利益が低下し、その結果、余力が縮小する結果となる。

②フリーキャッシュ フロープラスの 確保による余力

第 2 の条件となる「フリーキャッシュフローのプラスの確保」を前提とした余力については、経常利益に加えて、設備投資（特に原子力発電の新規投資）、バックエンドコストの外部化、配当による社外流出等が主な変動要因となる。

具体的な算定方法は次の通りである。経常利益については先述の通りであるが、設備投資については供給計画や有価証券報告書に記載されている投資計画等に基づき推計している。バックエンドコストについては、引当算定式等に基づき計画通り外部化するものとして試算している。配当については現行の 1 株当りの配当金を維持するものとする。

以上の諸前提を踏まえると、原子力発電の稼働率低迷等により利益水準が低い場合、新規原発の投資負担が重い場合、あるいは原子力発電の比率が高くバックエンドコストの負担が重い場合等に、余力が縮小することとなる。

小売価格の展望

このようにして 10 電力会社の収支見通しを実施し、仮に需要家還元を行わなかった場合、どの程度の需要家還元の余力が生じるか、を 2015 年度まで算定すると、老朽化した送電設備の更新投資やこれまで繰り延べしてきた新規電源の開発投資が発生することにより、「フリーキャッシュフロープラスの確保」を前提とした余力が制約条件となり、10 電力全体では 2010 年度には 6.0%、2015 年度には最大で 10%超の需要家還元の余力を有する結果となる。仮にこの試算値に基づき、これまでのペースである 2 年に 1 度 5%の需要家還元（＝年 2.5%の値下げ）を継続した場合を想定すると、4 年後には余力不足に陥ることとなり、更なるコストダウンによる値下げ原資の捻出が必要となる。さもないと、需要の伸びや合理化の進捗に合わせて、そのペースを緩める必要がある。

但し、ここで算定された需要家還元の余力は、あくまでも限界的な値下げ幅を意味するものであり、例えば、2015 年度で 10%超の余力を有するとしても、余力の分だけ需要家還元をすると内部留保は出来ない状況に陥り、追加的な費用や投資が発生した場合には財務体質が悪化することとなる。加えて、後の第Ⅲ章で述べるように、安定供給の確保のための更なる投資の必要性、内部留保の更なる充実の必要性、あるいは株主還元の可能性等を考慮すれば、全てを需要家還元に充当することは現実的ではない。また、当然のことながら一定の前提をおいた試算値であり、現実には金利変動や需要変動等その時々状況によって変化することにも留意が必要である。

従って、実質的な意味での需要家還元の余力は、今後は限定的であり、逆に言えば、万が一値下げ圧力が高まり過ぎると、安定供給のための投資等が十分に確保出来なくなる可能性があることに、十分留意する必要がある。

(2) 卸売分野の市場化の進展

小売分野の競争
が進展するなか、
卸売分野にも
競争原理が浸透

他方、仮に小売分野の競争が緩やかに進展していった場合、事業者が料金低廉化の原資の捻出のため電力調達コストを低減させる必要が生じ、その結果として卸売分野でもコスト削減圧力が高まり、競争原理が緩やかに浸透していく可能性がある。

また、卸電力取引所の取引価格が徐々に価格指標化していった場合、場外の相対取引にも市場原理が徐々に浸透していくことが予想される。その結果、事業者は自社電源のコストと他社から購入している調達コストを、市場価格の動向をメルクマールとし、常に比較しながら発電設備のオペレーションを実施していくこととなる。このような考え方は既にあるものの、従来との相違は、電源調達の視野が供給区域内から全国へ拡大することである。

市場化の進展に
より、全国ベース
で電源の経済性
が更に重要に

このようにして電源のコスト競争力がこれまで以上に更に重要性を増していくなか、コストの低い電源を優先して稼働させるメリットオーダー・オペレーションが、これまで以上により強く志向されることになろう。これは、従来の総括原価方式による価格決定から市場原理に基づく限界費用方式での価格決定に移行していくことを意味する。

総括原価方式では原価に適正利潤を加えた積み上げ型の価格形成がなされてきたが、需給を反映した価格形成による「市場化」が進めば、市場価格から原価を差し引いた残余が利潤となり、マージン確保のプロセスが逆転する。

市場化が進展した
場合の考え方

そこで、仮に市場化が進展した場合の卸売市場価格の水準について、仮想モデルを作成し推計することで、市場化の進展が電力産業に与える影響を検討してみたい。基本的な枠組みとしては、①卸売市場向けの供給力を想定し②卸売市場に対応した需要のロードカーブを算定したうえで③供給力の限界コストカーブを算定し④固定費を加味したコストカーブを算定する。最後にロードカーブと供給コストカーブの突合による市場価格を推計する。

市場対応電源は
火力中心

原子力については、「マストラン電源」と位置付け、競争の枠外に置かれるものと想定する。その理由は、第1に電源の運転特性の観点から、原発は負荷追従性に乏しくベース電源としての位置付けられること、第2にバックエンド費用を加算しても限界コストは低廉であり費用の大部分が固定費で構成されていることから、電力会社にとっては稼働する程経済的であること、第3に原発は環境負荷が低くエネルギーセキュリティにも資することから、既存原発の安定稼働が期待されており、その発電量を自発的に減らすことは考え難いからである。

また、水力についても、競争の枠外に置かれるものと想定する。その理由は、第1に一般水力は貯水状況の影響を受け柔軟性に乏しいためベース電源としての位置付けであり、揚水はフレキシビリティが高いもののロス率が3割減と大きいことからあくまでも供給システム全体を調整する「調整電源」としての位置付けであること、第2に水力は限界費用が他電源に比して小さいため、電力会社にとっては稼働する程経済的であり、また、環境負荷が低くエネルギーセキュリティにも資するため、発電量を自ら減らすことは考え難いからである。

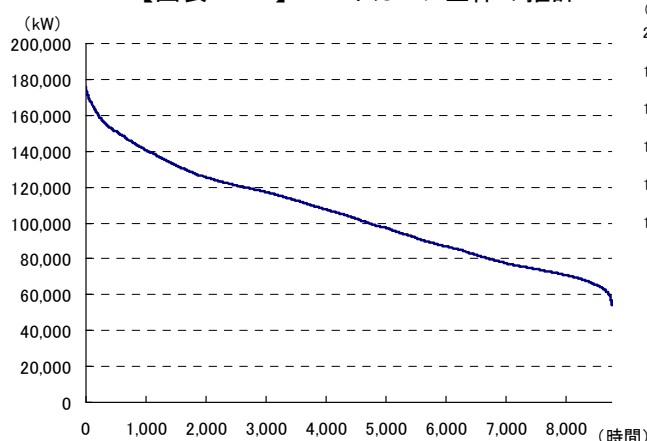
以上から、メリットオーダー・オペレーションは火力電源に限って徹底され、同電源のみが卸売市場に投入されると想定する。

火力向けロード
カーブを推計

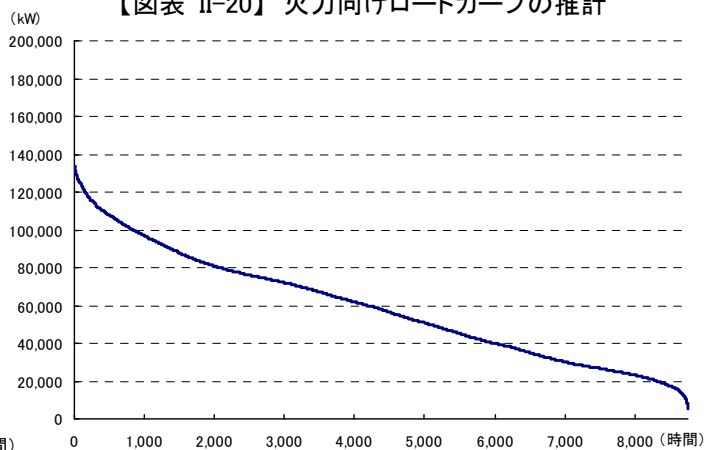
次に、日負荷と年負荷の過去実績を踏まえ、需要全体の1年間＝8,760時間のロードカーブを第1節で推計した需要量から推計する(【図表Ⅱ-19】)。

そのうえで、原子力と水力がベース電源として稼働した場合の供給量を需要全体から控除する。その結果の残余部分が、火力で賄われる需要として算出出来る(【図表Ⅱ-20】)。

【図表Ⅱ-19】ロードカーブ全体の推計



【図表Ⅱ-20】火力向けロードカーブの推計

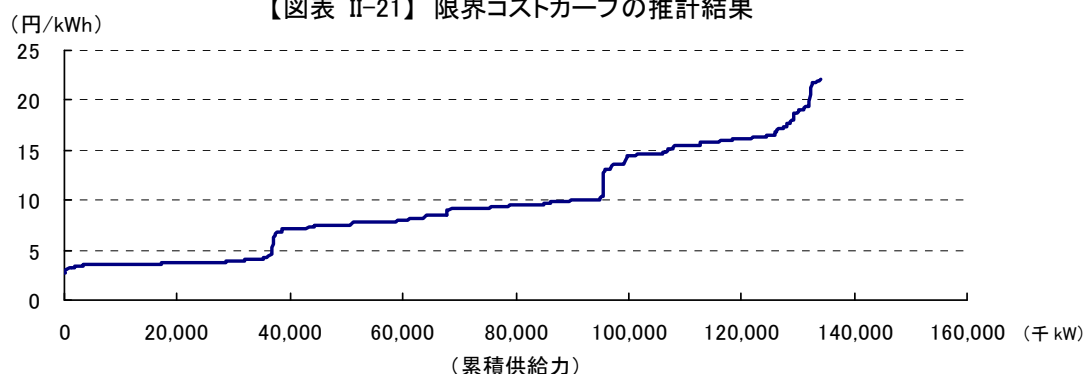


（出所）電力需給の概要、全日本通関統計、電力調査統計月報よりおみずほコーポレート銀行産業調査部作成

限界コストカーブの推計

次に、火力の発電プラント毎の熱効率、所内率、使用燃料など、「平成16年度電力需給の概要」（経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部編、2005年）で公表されている諸データに基づきプラント毎の限界コストを試算し、電源を限界コストの低い順に並べ替え、限界コストカーブを作成する（【図表Ⅱ-21】）。なお、燃料費については、燃料単価として2007年度の輸入CIF価格の実績値を用いたうえで石油石炭税を織り込んでいるほか、2007年度の有価証券報告書に基づいて助燃費等の変動費を織り込んで試算している。

【図表Ⅱ-21】限界コストカーブの推計結果



（出所）電力需給の概要、全日本通関統計、電力調査統計月報よりおみずほコーポレート銀行産業調査部作成

固定費の考え方

価格競争が激化した場合など一時的に限界コストベースでの価格形成がなされることはあるとしても、限界コストでの販売を続けられれば、新規電源の投資インセンティブは働かないことから、中長期的には固定費を加味した供給コストカーブでの価格形成の方がより現実的であるものと考えます。

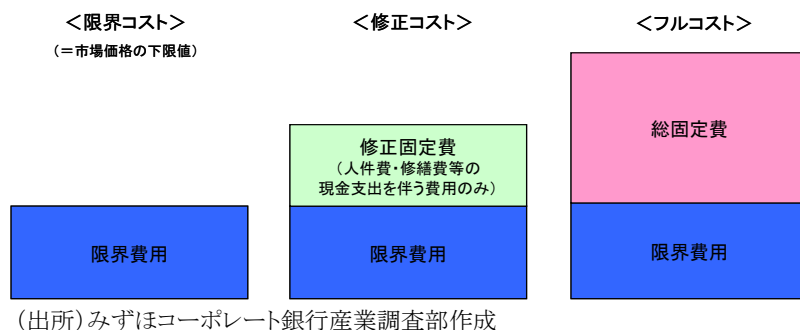
そこで、限界コストに加味する固定費について、①総ての固定費を勘案するパターン（フルコストベース）②人件費や修繕費等の現金支出を伴う費用のみ勘案するパターン（修正コストケース）の2つのケースで試算する。前者については、価格競争が緩やかで、償却費等を全てカバーした値決めが出来る状況を想定している。

但し、供給余剰気味の状況下では、競争プレイヤーとの競争原理が過剰に働くこと、また、電力は商品差別化が困難な財であり価格競争に陥りやすいこと等から、フルコストベースで

の価格決定よりも下ブレする可能性は否定できない。後者については価格競争が厳しく、償却費まではカバーできない値決めに余儀なくされる状況を想定している（【図表Ⅱ-22】）。従って、フルコストベースが売手市場時の、修正コストベースが買手市場時の市場価格を示すことから、実際にはフルコストベースでの価格が上限値、修正コストベースでの価格が下限値を意味する。

なお、固定費については次の手順で試算している。まず、2007年度の10電力の有価証券報告書に記載されている営業費用明細に基づいて火力の費用を抽出し、これに支払利息を総資産に占める火力発電資産の比率で配分したものを加算する（【図表Ⅱ-23】）。固定費の単価は低稼働であれば割高に、高稼働であれば割安に変化するため、稼働率を3%単位で変化させて各々の稼働率における単価を算定する。こうして算定された稼働率毎の固定費の単価をモデルによって計算される各プラントの稼働率に応じて加算すれば、フルコスト、修正コストの各々のコストカーブが算定出来る。

【図表Ⅱ-22】 修正コストとフルコストの考え方



【図表Ⅱ-23】 固定費の試算結果

費用項目	単価(円/kWh)	備考
変動費	8.14	—
非現金支出	0.87	①
人件費	0.20	②
修繕費	0.65	③
支払利息	0.07	④
その他	0.36	⑤
総固定費	2.16	①～⑤
修正固定費合計	1.29	②～⑤
稼働率	51.9%	—

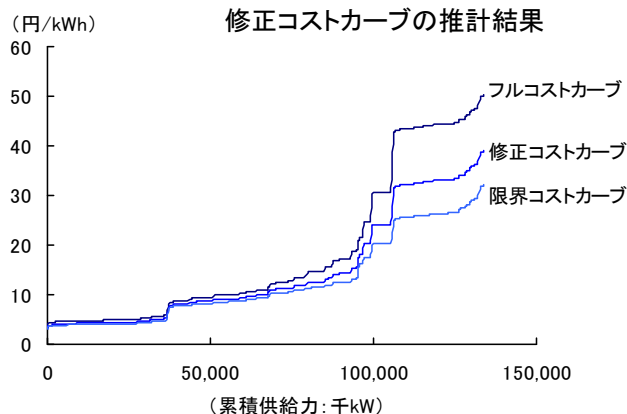
(出所) 各社の有価証券報告書よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成
(注) 数値は2007年度の10電力ベース

フルコストカーブと
修正コストカーブ
の推計

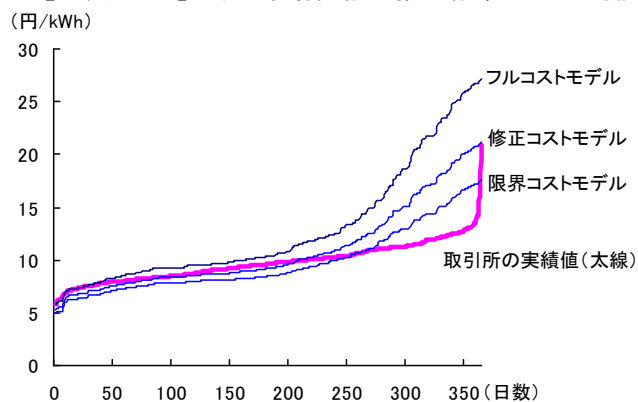
その結果、フルコストカーブと修正コストカーブは【図表Ⅱ-24】となる。なお、限界コストカーブに対してフルコストカーブと修正コストカーブがより急峻になるのは、コストの高い電源は稼働率が低くなり、1kWh当りの固定費が割高になるためである。

卸売市場価格の
推計結果

以上より算定された各々の供給コストカーブに基づいて計算した市場価格の試算結果と、2007年度の日本卸電力取引所の実績値を比較すると、取引所の実績値は、オフピーク時には限界コストよりは若干高いものの、ピーク時には限界コストを下回る水準で推移していることが見て取れる（【図表Ⅱ-25】）。このことから、現在の取引価格水準では、償却費は殆どカバーできていないことが推測される。

【図表Ⅱ-24】 フルコストカーブと
修正コストカーブの推計結果

【図表Ⅱ-25】 卸売市場価格の推計結果(1日平均値)



卸売分野の展望

以上の分析を踏まえると、そもそも電気事業分科会答申には「卸電力取引市場は、その市場価格が投資判断の参考指標として機能し、将来の需給ミスマッチ時に比較的容易に電力の調達・販売先を確保する機能により、自己保有、長期相対契約のみでは補えない投資リスクのマネジメント機能を補い、自己保有、長期相対契約を補完するものである。」と明記されているが、現状の価格水準では投資判断のメルクマールとしての機能は果たせないものと思われる。

取引所の取引量は販売電力量の 0.3%と未だ小規模であり、試行錯誤の段階にあることを踏まえれば、長期的視点に立った評価が必要ではあるものの、このような価格水準が長期化すれば、新規電源の開発が遅滞する可能性もあることに十分留意する必要がある。

他方で、中期的には供給余力が十分に確保されていることが予想されるなか、取引市場は「買い手市場」となる可能性が高い。従って、卸売専門の事業者にとっては、発電コスト競争力について購入者からの厳しい視線が向けられるようになり、その結果、コスト競争力が劣化する電源は市場からの撤退を余儀なくされることになる。一方で、コスト競争力を有する電源は、小売事業者による囲い込みが進展するものと思われる。

今後、みなし卸電気事業者の契約更改が 2010 年に到来し、また IPP の契約更改もその後順次到来する。従来、電力会社が発電事業者から長期契約で購入してきた電源は、コスト競争力や電力会社単体の需給環境次第では、今後流動化する可能性も否定できず、更には、中長期的にみれば経済性をベースとした電源の取捨選択の時代を迎える可能性もある。

(3) 電力産業の構造変化の方向性

本節の最後に、仮に競争環境が進展した場合、産業構造が緩やかに変化していく可能性があり、更には、安定供給に支障が生じる可能性があることを指摘しておきたい。

需要家のスタンス
の変化

まず、需要家のスタンスの変化によって、競争環境が更に醸成されていく可能性がある。

第 1 に需要家還元の圧力が更に高まる可能性がある。既に電力調達価格の節減を意図した電力入札を行う事例も散見されており、今後は、複数の事業者から調達する複数購買の動きなどが活発化する可能性もあろう。あるいは工場や店舗を全国展開している大口需要家等では、全国一括調達に因る調達コストのスリム化を図るようなケースも出てくる可能性がある。また、市場化が進展すれば、自家発を有する需要家は、売電と買電という 2 つの選択肢の経済的メリットを、迅速かつ明確に比較することが出来るようになる。

第 2 に、電力の品質を重視する考え方である。需要家自身が自社の環境負荷軽減目標を遂行するなか、今後は、CO₂ 排出係数の小さい電力を調達する、という環境面での品質を重視する方向に向かうものと思われる。

第 3 に、電力調達だけではなくガスなどの他の商品をワンストップサービスで提供して欲しいという、総合サービスへの要請である。従来、電気は電力会社から、ガスはガス会社から、原重油は石油会社から調達してきたが、今後は様々なエネルギー調達を一本化するとともに、エネルギー消費全体をマネジメントし、効率化に資するような提案型サービスを求める声も高まっていくだろう。

このような需要家の嗜好の多様化と先鋭化の傾向は、今後とも更に強まっていくものと思

われ、電力産業としても需要家のスタンスの変化を受ける形で、競争環境が進展する可能性は否定できない。

水平的結合と 垂直的結合の 変質

そして仮に競争環境が進展すれば、事業者は、如何に需要家に選択されるかという視点での経営努力を進めるなか、他社に対する競争優位性確保のための戦略を研ぎ澄ましていくことになる。その過程で、電源立地に恵まれた電力会社が電源を開発し需要集積地を抱える電力会社に卸売をする、あるいは、立地協力あるいは共同開発を行う、といった水平的結合関係は、緩やかであるが徐々に弱まっていく可能性がある。

また、電源の経済性を図る客観的なメルクマールとして、卸電力取引所による指標価格が形成されていけば、発電コストの競争力に対する厳しい視線が投げかけられることになる。電力会社の地域毎の需給環境によっては、経済性が劣化する余剰電源であれば市場から押し出される可能性もある。その結果、卸電気事業者や IPP 等の発電事業者が電力会社に長期相対契約で卸売をするという垂直的結合関係も緩やかであるが徐々に弱まっていく可能性がある。

このように、仮に小売と卸売の両分野での競争環境が進展した場合には、事業者はネットワーク全体の最適化ではなく、事業者単体での部分最適を志向せざるを得なくなるものと思われ、電力外部調達の見直しや自社電源の休廃止等、供給構造のリバランスが、緩やかであるが徐々に起こる可能性がある。

時間調整機能の 変質

また、時間調整機能もまた、徐々にその効果を失っていく可能性がある。例えば、料金規制については、小売自由化範囲の拡大によって、既に自由化分野については自由料金体系が導入されており、また、規制分野についても値上げは認可制であるのに対し、値下げについては届出制であることから、やはり下方圧力が働く。また、長期需給計画の策定については、PPS には義務付けられていないことから徐々に形骸化する懸念もある。

仮に、これまで安定供給の確保を支えてきた仕組みとして、垂直的結合と水平的結合が徐々に弱まり、また、料金規制と需給想定という時間調整機能が徐々に失われた場合、長期安定的な資金調達が最後に残された支柱となる。

しかしながら、競争環境の進展の可能性や投資効率に対する資本市場の眼が徐々に厳しくなる可能性を踏まえると、電力産業の「時計の針」はこれまでよりも早く進むことになるものと思われる。仮にそうなれば、事業者としては投資回収期間の短期化を図らざるを得ないため、原子力発電のように長期のリードタイムや巨額の資金を要する電源の開発は徐々に困難となる可能性がある。

本節のまとめ

これまで述べてきたように、自由化政策がいったん導入された以上は、競争環境が緩やかに進展する可能性は否定できないが、万が一にも過度に競争環境が進展してしまうと、安定供給に支障が生じる可能性がある。従って、今後は、料金の低廉化という自由化の成果だけを期待するのではなく、むしろ、本来電力産業に期待する「安定供給」に悪影響が生じないか、十分留意する必要がある。

第3節 電力産業を取り巻く世界情勢の変化

電力産業に待ち受ける事業環境の変化は需給環境や競争環境の変化だけではなく、資源獲得競争の激化、地球環境問題のグローバル化といった世界情勢もまた変革期を迎えつつある。そこで本節では電力産業を取り巻く世界情勢の変化についても述べたい。

(1) 資源獲得競争の激化

世界のエネルギー需要は長期的には拡大へ

2004 年以降、資源を巡る世界情勢は大きく変化した。2008 年 7 月に WTI 原油は歴史的に高騰したが、米国金融危機に端を発する世界経済の悪化に伴い、足許半年間で 2004 年水準まで急落した。

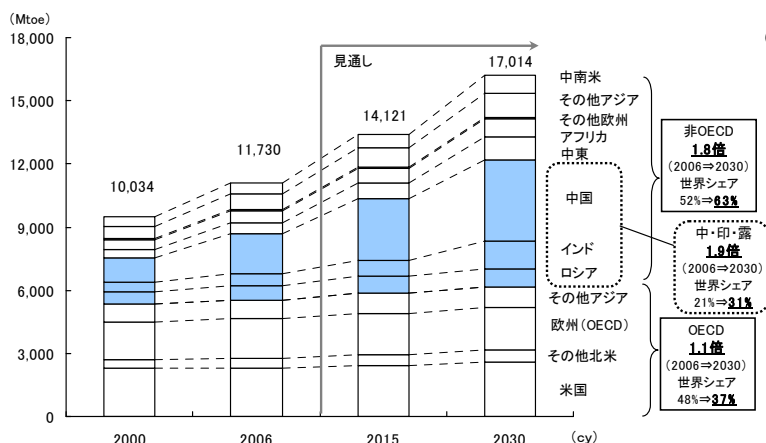
価格乱高下背景としては投機資金の影響が大きいと思われるが、需要の増加に対して供給の拡充が追いつかなかったという需給構造的要因も見逃せないと思われる。

足許は、世界同時不況が深刻化するなかエネルギー需要が減退し、需給は緩和する方向にある。しかしながら、長期的には世界のエネルギー需要は引続き拡大する見込みである。IEA の長期見通しによれば、2006 年から 2030 年までの地域別一次エネルギー需要の倍率は、OECD 諸国が 1.1 倍であるのに対して、中国・インド・ロシアの 3 カ国は 1.9 倍に拡大し、そのシェアは 21%から 31%に達し、OECD 諸国のシェアを上回る見通しである(【図表 II-26】)。

経済成長の著しい地域では、第 2 次産業の成長に伴い生産活動に使用するエネルギー消費が急増すること、一般家庭に電気製品が普及し電力化率が上昇すると 1 人当りの電力消費が増加するため、電力消費は GDP 弾性値 1 以上で拡大する。加えて、モータリゼーションの進展に伴いガソリン需要が飛躍的に増大すること等からエネルギー消費の伸びは経済成長の伸びよりも大きな波となって拡大する(【図表 II-27】)。

従って、長期的に見れば、世界の一次エネルギー消費は右肩上がりで拡大を続けるものと思われ、資源獲得競争はより激しさを増す方向にある。

【図表 II-26】世界の地域別一次エネルギー需要の見通し

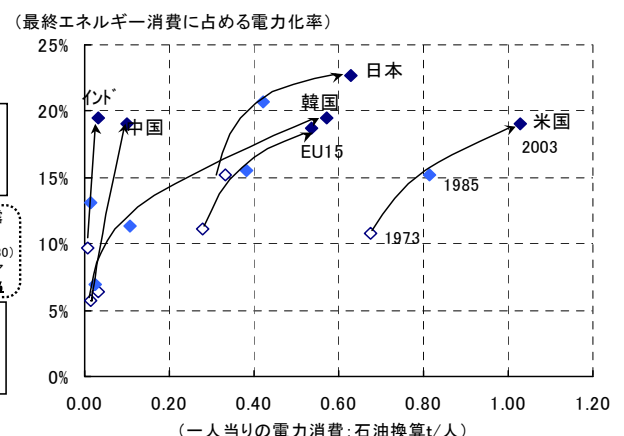


(出所)「International Energy Outlook 2008」より
みずほコーポレート銀行産業調査部作成

各国のエネルギー政策の新潮流

このような状況を踏まえ、近年、欧米ではエネルギーセキュリティの確保に向けた新たなエネルギー政策が打ち出されている。

【図表 II-27】電力化率と 1 人当りの電力消費



(出所) EDMC 統計よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

米国では、一次エネルギーの輸入依存度は 27%であるが、石油に限っては 60%を輸入に依存している。そのため、2005 年 8 月に「包括エネルギー政策法」が成立し、省エネを促進するための技術の活用、国内エネルギー生産の拡大、エネルギー供給の多様化、エネルギーインフラの近代化、原子力の活性化策、などエネルギーセキュリティ確保のための様々な政策が行われた。また、2006 年 1 月には一般教書演説で、2025 年までの中東からの輸入原油の 75%を代替すること目標とする「先端エネルギー・イニシアティブ」が提示され、更に同年 2 月には原子力発電の発展と核不拡散の両立を目指した国際原子力エネルギー・パートナーシップ (GNEP) 構造を打ち出す等様々な展開を図っている。

また、足許でも 2009 年 1 月 20 日に誕生したオバマ政権による米国エネルギー政策の新たな方向性、所謂「グリーン・ニューディール政策」が打ち出された。既に大統領選の最中の 2008 年 8 月には、主に 5 つの具体策を盛り込んだ『New Energy for America』を公表しており、①省エネの推進により今後 10 年以内に中東・ベネズエラからの輸入量以上の石油消費を削減しつつ、国産エネルギーの開発を拡大、②国内自動車メーカーと連携し、燃費規制等を強化しつつ、2015 年迄に米国産の PHEV を 100 万台まで普及、③RPS 制度導入等により再生可能エネルギーによる電力のシェアを 2012 年迄に 10%、2025 年迄に 25%へ拡大、④キャップ・アンド・トレードによる排出権取引を活用し、2050 年迄に温暖化ガス排出量を 1990 年比 80%削減する一方、取引による収益の一部、年 150 億ドル相当を戦略投資に活用、⑤今後 10 年間で 1,500 億ドルを省エネ、PHEV、再生可能エネルギー等の将来のエネルギー経済を支える分野へ戦略的に投資し、人材を育成し、500 万人の雇用を創出すること等を謳っている。

欧州でも、欧州委員会が 2005 年 6 月に省エネに関するグリーンペーパーを発表、2020 年までにエネルギー消費を現在より 20%抑制することを数値目標として決定した。次いで、2006 年 3 月には「持続可能で競争力があり、かつ、安定的なエネルギーのための欧州戦略」と題するグリーンペーパーを発表し、原子力の再評価を含めたエネルギーセキュリティ確保のための施策を打ち出しつつある。また、これまで原子力には後ろ向きであったイギリスやイタリアでも原子力発電の新規開発に向けた動きが加速している。

なお、需要が拡大する中国では、2006 年 3 月の第 11 次五カ年計画要項で、2010 年までにエネルギー消費原単位を 20%前後改善させるといった目標を打ち出すとともに、自国近海から中東地域、アフリカ地域などで資源の権益確保に向けた活動を展開し、また、原子力の積極開発も推進している。中国の原子力発電の新規開発は少なくとも 30 基程度見込まれ、2030 年には世界シェアは日本やフランスを上回ることが予想されている。

一方、資源保有国は資源ナショナリズムの傾向を強めており、ロシアでは、世界で重要な石油・天然ガス輸出国となることを目指し国営エネルギー企業を軸に石油・ガス産業の再編を進めるとともに、ウクライナに対する天然ガス輸出停止やサハリンプロジェクトで強い姿勢をみせたように、資源の国家管理体制が強化されている。

我が国はエネルギー資源の殆どを輸入に依存

このような状況のもと、我が国の現状をみると、エネルギー需要全体の 8 割超を輸入に依存しており、石油については略 100%輸入に依存している(【図表Ⅱ-28】)。欧米諸国と比較しても、輸入依存度は高い。なお、仮に原子力を自給率に含めなければ、水力と新エネルギーの 2%が自国資源の比率となり、我が国の食糧自給率 40%に比べても格段に低い水準となっている。このように、エネルギー需要の殆ど全てを輸入に依存している我が国にとっては、エネルギーセキュリティの確保は大きな課題と言える。

【図表 II-28】 主要国の一次エネルギー供給の構成比と輸入依存度（2005 年）

	日本	ドイツ	イギリス	フランス	イタリア	カナダ	米国
エネルギー全体の自給率	18.8%	39.0%	87.3%	49.6%	14.9%	147.5%	69.7%
石油の自給率	0.3%	3.7%	104.5%	1.4%	7.7%	151.4%	34.0%
原子力が一次エネルギー供給に占める割合	15.0%	12.3%	9.1%	42.6%	0.0%	8.8%	9.0%

(出所)IEA「Energy Balance of OECD Countries」よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

我が国における
エネルギー政策

既に我が国でも 2006 年 5 月に「新・国家エネルギー戦略」を策定し、世界最先端のエネルギー需給構造の確立、資源外交、エネルギー環境協力の総合的強化、緊急時対応の充実等を骨子とした長期的なエネルギーセキュリティ確保のための取組が検討されつつある。2030 年に向けて、①全体の石油依存度 40%、②運輸部門石油依存度 80%、③自主開発比率 40%、④原発発電量構成比 30～40%、⑤エネルギー消費効率 30%改善、の 5 つの数値目標設定されている。

我が国としても、原子力や再生可能エネルギーの更なる導入等により、一次エネルギー供給構成そのもののバランスを改善するといった全体的な施策に引続き取り組むことが重要と思われる。また、化石燃料について言えば、その輸入先については、石油は中東で 8 割、石炭は豪州で 6 割、天然ガスはアジア（ブルネイ、マレーシア、インドネシアの 3 カ国）で 6 割を占めている等、特定の地域に依存しているのが実態である。従って、我が国のエネルギーセキュリティ確保の観点では、自給率の向上、特定地域の依存度の改善が引続き課題と言えよう。

電力業界としても
資源調達力の強化
が課題に

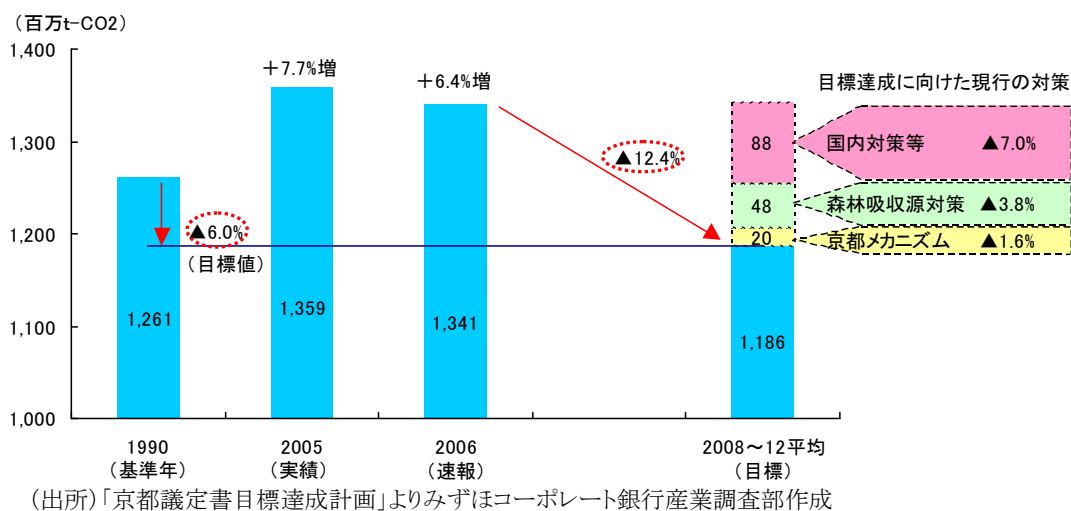
我が国エネルギー政策の中核のひとつである電力業界にとっても、足許燃料価格は低下したとはいえ、長期的にみれば資源を巡る国際競争が厳しくなることが予想されるなか、低廉かつ安定的な資源調達に向けた取組みは、今後の課題として位置づけられる。また、事業者にとっては、資源調達力を強化することは、我が国産業の活動基盤を支え、我が国のエネルギーセキュリティの確保に貢献するだけでなく、国内におけるガス会社や他の電力会社との競争の観点からも、他社との差別化にも繋がる要素として重要性を増している。

(2) 地球環境問題のグローバル化

我が国の CO₂ 削減
目標達成に向けた
具体的施策

資源獲得競争の激化が見込まれる一方、地球環境問題への対応も確実に求められよう。1997 年に採択された京都議定書は、2005 年 2 月に発効され、第 1 約束期間（2008～12 年）での各国の取組が徐々に具体化しつつある。とはいえ、京都議定書上の排出抑制義務を有する国の総排出量は世界全体の 3 割に過ぎず、米国、中国、インド等の排出量の多い国が批准していないなか、その実効性が改めて問われている。

一方、我が国の CO₂ 排出量の削減目標は、1990 年度比 ▲6%となっているが、2005 年度の実績をみると 1990 年度比 +7.7%増加しており、目標を達成するためには大幅な削減が必要な事態となっている（【図表 II-29】）。そこで、森林吸収源や京都メカニズムの活用等により追加的な対策を模索しているほか、2006 年 1 月には「クリーン開発と気候に関するアジア太平洋パートナーシップ」が立ち上げられ、日・米・豪・韓・中・印の 6 カ国で、エネルギー安全保障、増大するエネルギー需要、気候変動問題への対応についてクリーンで効率的な技術の普及・開発・移転のための地域協力をベースとした検討も開始されている。

【図表 II-29】 我が国の CO₂ 排出量の現状と削減目標

EU の取組動向

EU に眼を転じると、京都議定書目標達成のための仕組みとして、2005 年 1 月に EU 域内排出権制度 (EU-ETS) をスタートさせている。

これは、EU 加盟国が 2005～07 年、2008～12 年の期間において、2000 年前後の CO₂ 排出実績に基づいた CO₂ 排出枠を設け、それを EU 全体の総排出量の約半分を占める電力、鉄鋼などの特定施設毎に割当てて、排出枠を超過した場合には取引市場から排出枠を購入するか、CDM²や JI³でクレジットを取得するか、罰金(第 1 期間の 2005～07 年では 40 ユーロ/tCO₂、第 2 期間の 2008～12 年では 100 ユーロ/tCO₂)を払うか、いずれかの選択を迫るという仕組みである。

なお、排出枠に対し超過して削減を達成した場合、排出枠を売却することが出来るというインセンティブを用意している。各国のスタンスに依然として温度差はあるものの、今後、市場原理の活用を通じた取組の動向は注目されよう。

我が国の経済的負担の試算

仮に我が国が自力での目標達成が困難となった場合、不足分を排出権取引で充当したときの経済的負担を試算してみると、EU-ETS の 2005 年度実績を踏まえ排出権価格を 20 ユーロ/t-CO₂と仮定し、追加対策シナリオにおける京都メカニズム活用分の 1.6% (0.2 億 t-CO₂) 相当を購入すると、その費用は 600 億円 (1 ユーロ＝150 円として概算) の負担となる。仮に 6% (0.74 億 t-CO₂) 相当を購入する場合は、2,250 億円/年の負担となり、これを 5 年間購入する場合には 1 兆 1,250 億円の負担となる。もちろん、このような経済的負担が発生する懸念がある一方で、事業者によっては他社に転売し得る排出枠を獲得することで収益機会が得られる側面もある。

地球環境問題への対応は長期的にも不可避

加えて、当然のことながら、地球環境問題は目先の第一約束期間の目標を達成すれば済む訳ではない。

ポスト京都議定書のあり方を巡る国際的な議論が活発化するなか、我が国としても、世界全体の温室効果ガスの排出量を 2050 年までに半減するという長期目標を標榜しており、またその過程では 2020 年度にはゼロエミッション電源比率 50% 以上という中期目標もある。従って、中長期的に温暖化ガスの削減努力を継続しなければならない。

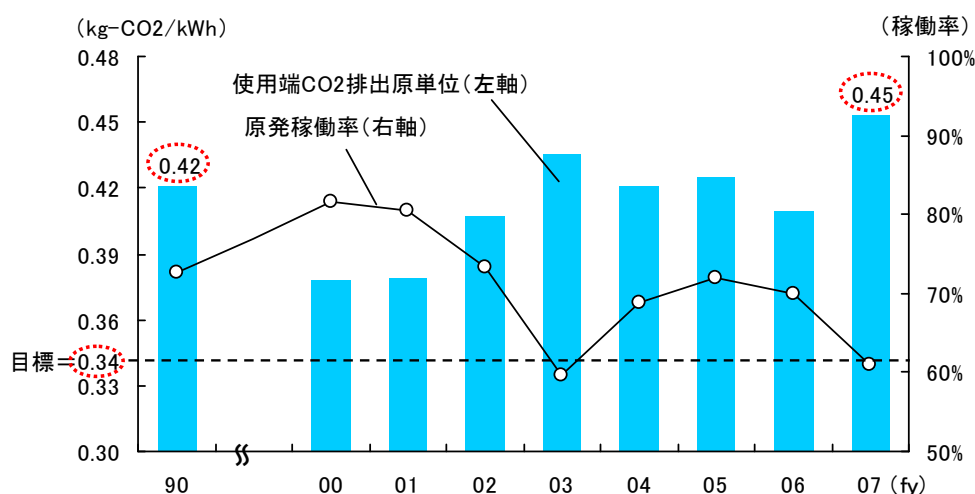
² CDM (Clean Development Mechanism＝クリーン開発メカニズムの略) とは、先進国と途上国が共同で、温室効果ガス削減プロジェクトを実施し、そこで生じた削減分の一部を先進国がクレジットとして獲得、自国の削減分として充当出来る仕組み。

³ JI (Joint Implementation＝共同実施の略) とは、先進国同士が共同で温室効果ガス排出削減プロジェクトを実施し、投資国がその排出削減単位をクレジットとして獲得、自国の削減分として充当出来る仕組み。

電力産業としても
CO₂排出量抑制に
向けた更なる取組
が必要

地球環境問題が国際的に重要課題として認識されつつあるなか、電力産業の地球環境問題への取組に対する期待は大きい。電力業界は、使用端 CO₂ 排出原単位を 2008 年度から 2012 年度の 5 年平均で 90 年度比 2 割削減するという自主目標を定めている。しかしながら、殆ど CO₂ を排出しない原子力発電の稼働状況によって原単位が変動するのが実態であり、近年の原子力発電の稼働率低迷の影響で、排出原単位はむしろ悪化している（【図表Ⅱ-30】）。原子力発電の稼働率向上なくしては、自主目標の達成は厳しいと言わざるを得ず、また、排出権のデリバリー・リスク等の不確実性も完全には排除できないことから、排出権の追加的購入も視野に入れなければならない状況にある。更には、我が国の中長期的な政策目標を踏まえれば、電力業界としても、中長期的にも一層の削減努力を継続する必要があるものと思われる。

【図表Ⅱ-30】 電力業界の CO₂ 排出原単位と原子力発電の稼働率の推移



(出所) 電気事業連合会「電気事業における環境行動計画」等よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

第4節 今後の課題

以上の事業環境の変化―需給環境の変化、競争環境の変化、世界情勢の変化―を踏まえると、電力産業の今後課題は以下の3点に整理されるものと思われる(【図表Ⅱ-31】)。

【課題①】
公益的課題への
更なる対応

第1に、安定供給の確保、地球環境問題への対応やエネルギーセキュリティ確保といった「公益的課題への対応」が課題として挙げられる。これまでも電力産業は、供給効率性の追求だけではなく、安定供給や環境保全といった公益的使命を果たすことが社会的に期待されてきた。資源や環境問題を巡る世界情勢が変化しつつあるなか、安定供給の確保、エネルギーセキュリティの確保、地球環境問題への対応などの公益的使命を果たすことへの社会的要請は、むしろこれまで以上に高まっていくものと思われる。一方で、自由化新時代を迎えた今日、これまで事業者の公益的課題への取組みを補完してきた垂直的結合、水平的結合、時間調整機能はその効果を緩やかではあるが徐々に失っていく可能性がある。そのため、事業者の自律的な取組に一層の期待が寄せられることとなる。

【課題②】
競争優位性の
確保

第2に、競争環境の緩やかな進展に備えて、「競争優位性の確保」が求められる。従って、価格競争力を維持・向上させるために効率化を更に推進する必要がある。しかしながら、料金低廉化に経営資源を過度に費やし、公益的課題への対応が疎かになっては本末顛倒であり、また、安定的な財務基盤を確保することも、低廉な資金調達を通じて電気料金の低廉化と安定化を図るうえでは重要であり、需要家還元には偏らずに一定の内部留保を進める必要もある。

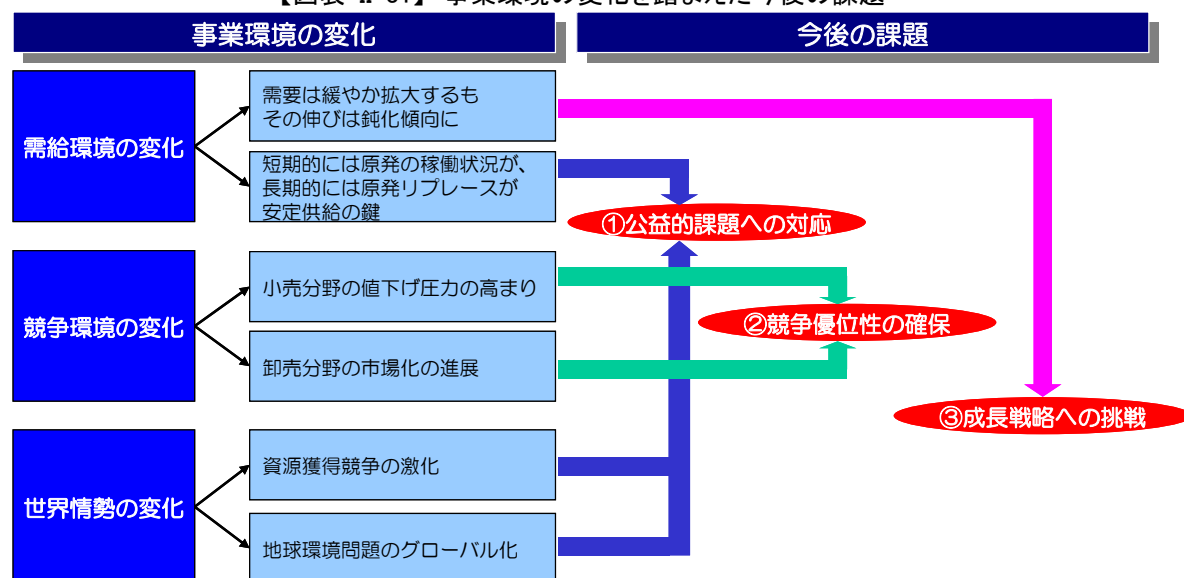
【課題③】
成長戦略への
挑戦

第3に、「成長戦略への挑戦」が期待される。需要の伸びが低迷するなか、需要家還元の継続を求められるとすれば、長期的には本業は成長鈍化を余儀なくされよう。加えて、公益的課題への対応のための投資も必要であり、キャッシュフローの余力は徐々に縮小に向かうものと思われる。従って、電力会社は今後のキャッシュフローに余力を有するタイミングを如何に捉え、そのタイミングで如何に新たな成長戦略を描くかが大きなポイントとなる。その意味は、新たな需要の創出に加えて、多角化戦略や海外への事業展開といった挑戦も、今後の検討課題となる。

本節の結び

そこで最後の章では、こうした多岐に亘る課題が予想されるなか、事業者はどのように対応すべきか、求められる事業戦略について考えたい。

【図表Ⅱ-31】 事業環境の変化を踏まえた今後の課題



(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

第 III 章 期待される更なる挑戦

第 1 節 重みを増す公益的課題への更なる対応

先ず以って電力産業に求められるのは、一層重みを増す公益的諸課題への対応である。そこで、第 1 に長期持続的な安定供給の確保、第 2 にエネルギーセキュリティの確保への貢献、第 3 に地球環境問題への対応の 3 点から検討を試みたい。

(1) 長期持続的な安定供給の確保

まず 1 点目の長期持続的な安定供給の確保としては、以下の様な取組が期待される。

適正な設備投資
の継続

第 1 に安定供給のための適正な設備投資を継続する必要がある。総資産約 40 兆円に対して、2005 年度では償却費 1.5 兆円で平均償却期間約 27 年であったが、現状では償却費約 2 兆円で平均償却期間は 20 年となっている。

既に高経年化設備が多くなっていること、また、足許の不況期においても、家庭用需要は生活必需財であることから景気変動の影響を受けにくく、他産業に比して需要の落ち込みは小さいことを踏まえれば、少なくとも現状程度の投資は継続していくべきと思われる。また、地域経済を支える意味でも、安定的な設備投資の継続への期待は大きい。加えて、電力産業のサイクル特性を踏まえれば、景気後退期にこそ低廉な資金を調達し、将来の安定供給確保に向けた投資を行っていくことも求められよう。

電源投資の柔軟性
確保

第 2 に電源投資の柔軟性も確保する必要がある。ネットワーク部門の維持・拡充に関しては、事業者の投資インセンティブを付与するための制度が用意されつつあるが、発電部門の供給力確保に関しては、火力を中心に市場原理に委ねられることになる。取引所の価格指標性がどの程度機能するかにも因るが、長期的にみれば、卸売マーケットの市況の変化に対応して設備投資の是非を判断するような局面も想像される。その場合、既に行われているように中規模の高効率 LNG 火力を系列毎に区切って、市況や需要変動に応じて運開のタイミングを調節するといった工夫が引続き重要となる。

また、従来のような地域間融通による新規電源開発が困難となるなかで、特定の供給力を特定の需要と長期相対契約で紐付けて発電プロジェクトに対応した資金調達を図る、といったリスク分担策も検討対象となろう。

リスク管理体制
強化と価格体系
の再構築へ

第 3 にリスク管理と価格体系の再構築が求められよう。燃料価格の変動リスクや設備の稼働リスクは、従来は総括原価のもとに電力産業が緩衝材の役割を担ってきたが、今後は限界費用を意識した市場化が進展する可能性もあり、その場合、より直接的に需要家に価格転嫁する体制、換言すれば、価格にリスクを反映させる料金体系の構築を図る必要がある。

特に、電力会社が有する供給余力は、社会全体に対する保険的な意味合いを持つため、リスクを適切に反映した価格体系が緩やかに浸透していく過程で、その保険的価値は再評価されるべきである。例えば電力会社が PPS に対して行っている常時バックアップの価格は取引所の価格と裁定関係にあるものと考えられるが、本来の保険的な価値を含めて価格に織り込むことも検討されて然るべきであろう。また、長期的には、電力調達や燃料調達の価格と量の双方に係る不確実性が高まるとすれば、金融的なリスクヘッジ手法の導入も今後は検討の余地があろう。

保険的機能とし
て石油火力の再
評価も

なお、リスク管理の観点からは原発停止問題の反省を踏まえ、耐震性の強化や安全維持基準の明確化をするとともに、万が一原発等の供給力が停止した場合に備え、余剰石油火

力を廃棄せず保険的機能として確保しておくことも一考に値しよう。石油製品は連産品であり、白油化が進展しているとはいえ、精製過程で重油が一定量生産される。精製設備の高度化により石油残渣は縮小する方向ながら、それでも生じる石油残渣を有効利用するという観点から、石油火力を一定稼働させることは我が国の石油利用における全体最適を図るうえで必要なことと言えよう。

確かに、石油火力はコストが高く、環境負荷も高い。しかしながら、経済性や環境適合性に過度に偏った価値判断をするのではなく、他の電源が回避不可能な事由で脱落するような最悪の状況も勘案したうえで、石油の燃料調達面でのフレキシビリティの高さを再評価し、原子力と石油火力の併用を図る視点も忘れてはならない。

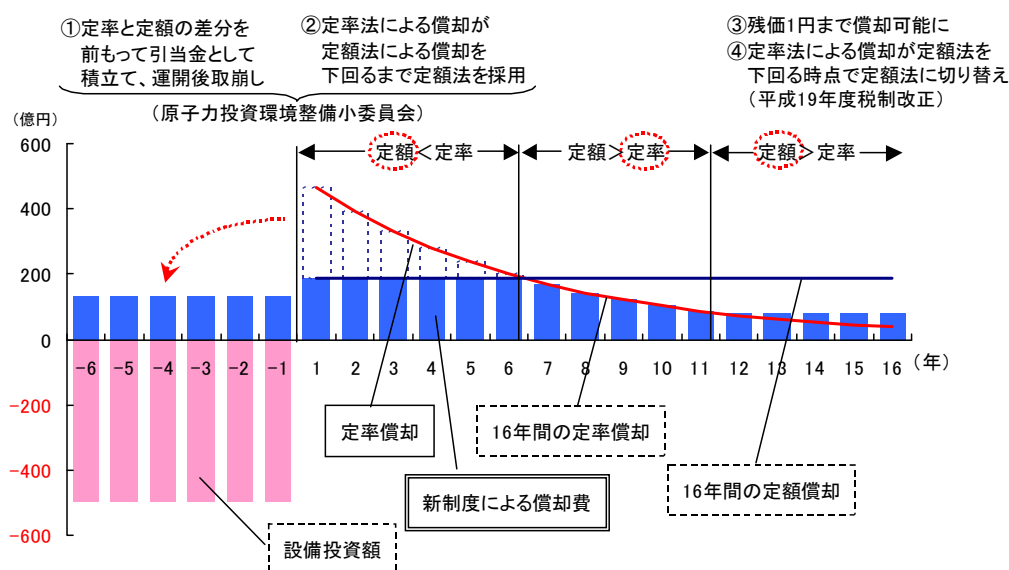
原子力の円滑な リプレースのため の新・増設に向け た取組

加えて、原子力の円滑なリプレースのための新・増設に向けた取組の一層の強化が必要と思われる。原子力発電の建設には巨額の投資と、立地から建設に至るまでの長期のリードタイムが必要である。

そのため、原子力部会の原子力発電投資環境整備小委員会にて、償却制度の見直しが検討された。具体的には、①定率法による償却が定額法による償却を下回るまで、定額法を採用し、運転開始直後の費用の平準化を図り、当初6年間は定額法にする、②当初6年間の定率と定額の差分については、運転開始以前に前もって引当て、運転後に償却(引当期間・額はある程度事業者の自由裁量)という内容である。従来は、運転開始とともに定率償却が開始するため、多額の減価償却費が発生するため、これが事業者の会計上の負担となっていたが、これにより、設備投資と同時に一定割合の費用計上が可能となるため、その負担は軽減化されよう(【図表Ⅲ-1】)。

また、平成19年度税制改正における減価償却制度の見直しの効果も期待される。具体的には、③H19年度以降に取得する償却資産については、償却可能限度額及び残存価額を廃止し、耐用年数経過時点に1円まで償却可能となり、④定率法の償却率は、定額法の償却率(1/耐用年数)を2.5倍したものとし、定率法による償却額が、残存簿価を定額償却したときの償却額を下回ることとなったときに、定率法から定額法に切り替える、というものである。これにより、償却期間の最後の5年間は定額法で計上することになる。

【図表Ⅲ-1】新規原発の償却イメージ



(出所)原子力部会の原子力発電投資環境整備小委員会公表資料等よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

(注1)新規原発の投資額を3,000億円として試算

(注2)平成19年度税制改正により、定率法の償却率は13.5%から15.5%に

以上のような償却制度の見直しにより、新規の原子力発電は事実上定額法に近い償却方法となり、事業者の会計上の負担が平準化されるため、新增設に向けた事業者のハードルは一部緩和される。但し、原子力の開発には長期のリードタイムと巨額の投資を要することには変わりなく、企業規模次第では依然として大きな負担となる。特に、万が一競争が過度に進展した場合においては、原子力発電の開発が困難となる懸念もある。従って、今後到来する原子力発電のリプレースを円滑に実施するためには、過度な値下げに経営資源を費やすことなく、企業体力を維持・向上させると同時に、他社との共同開発によって投資負担を事業者間で分担することや、リプレースに必要な資金を予め積立てておくことも一案であろう。

第二再処理工場 に関わる制度の 必要性

また、原子力発電を長期的に活用していくためにバックエンドコストの追加的対策として、第二再処理工場に関わる制度・措置を検討する必要がある。既に六ヶ所の再処理工場で再処理される使用済燃料に関しては、費用回収と積立制度が用意されているものの、将来開発を想定している第二工場向けの使用済燃料については、会計上は『費用認識』はされているものの『積立』されていないのが現状である。しかしながら、第二再処理工場に関わる事業費用は、将来必ず発生する問題であり、このまま放置してはならない。第二再処理工場の事業主体等は 2010 年度以降議論する予定となっているが、可及的速やかに現行同様の制度を用意し、積立を開始する必要がある。

(2) エネルギーセキュリティ確保への更なる貢献

燃料の安定調達 の確保に向けた 取組への期待

少資源国である我が国にとって、そして、依然火力の焚き増しを迫られている電力産業にとって、燃料価格は低下したとはいえ、長期的にみれば資源を巡る国際競争が厳しくなることが予想されるなか、エネルギーセキュリティの確保は依然として重要な課題である。我が国にとって、原子力を有する電力産業にエネルギー自給率の大部分を依存しているという実状を踏まえれば、燃料の安定調達に関わる事業者の取組が従来以上に重要性を増している。

加えて、事業者にとって資源調達力を強化することは、我が国産業の活動基盤を支え、我が国のエネルギーセキュリティの確保に貢献するだけでなく、他社との差別化にも繋がる要素として重要性を増している。

具体的な燃料調達力の強化策として、第1に上流権益の確保、第2に中流部門の強化、第3に調達リスクの分散、第4に調達コンソーシアムの形成が挙げられよう。

①上流権益の確保

まず、上流権益の確保についてであるが、既に欧米メジャーによる寡占化や、資源国における国家管理の強化が進展しており、新たに権益確保を目指すのは容易なことではない。しかしながら、電力会社ほど多様なエネルギー資源を利用する企業は無いこと、企業規模としても大きいこと、さらには、低廉かつ安定的な資金調達力を有していること等から、上流権益投資に取組むことが出来るエネルギー企業として、電力会社への社会的期待は大きい。とりわけ、石油や LNG であれば、電力会社以外にも石油会社やガス会社のようなユーザーが多数存在するが、ウランや一般炭のように電力会社とその殆どを利用する資源については、自ら安定調達を図っていく必要性は高いものと言えよう(【図表Ⅲ-2】)。

上流権益投資の チャンスが到来

海外のエネルギー企業や開発プロジェクトのなかには、資源価格の急落により採算性の低下や金融危機を背景とする信用収縮に伴い資金調達が困難となる事例も出てきており、

財務バランスを是正するために権益の一部を売却する可能性もある。今後の開発プロジェクトは、外資の活用や長期契約による販売先の確保が重要となるなか、我が国の電力会社は需要規模が大きく、長期安定的な調達を必要とし、かつ、資金調達力を有する。その意味では、エネルギー資源を確保する好機が到来していると言える。

上流権益投資の メリット

もともと、同時に権益投資はハイリスク・ハイリターンであるため、本業への悪影響に留意する必要がある、また、投資家や需要家から投資採算性に対する厳しい眼が向けられていることにも留意する必要もある。また、権益を自ら保有せずとも、権益を有する商社等との長期契約によって同様の効果が得られることから、直接保有する必然性は高くはないかもしれない。

しかしながら、上流権益のメリットは、燃料調達の安定性を高めることだけではない。上流分野のメガマージャーによって、資源の供給者の価格交渉力は向上しているなか、燃料調達の一部分を自社の権益から調達することが可能になれば、コスト構造を把握出来るため、価格交渉力の向上が期待出来る。

また、自社権益からの安定調達を確保すれば、スポット調達のリスク許容度が増し、価格変動への対応力がつくという効果も期待できよう。燃料調達を如何にして効率的かつ安定的に調達出来るかは、競争優位性確保に直結する問題でもあるし、また、長期的には他のエネルギー会社への燃料の卸売ビジネス、あるいは海外の発電事業者への燃料の卸売等、面的な広がりをもった上流事業としての展開も期待出来る。

官民挙げての 資源外交が重要

権益投資に関わるリスクマネーを供給するため、権益投資に対する融資・債務保証制度が拡充される等、徐々に事業者の活動をバックアップする体制が整ってきているが、資源を確保するためには、環境関連技術の提供、医療や教育面での貢献、あるいは産業育成への協力等により資源国との多面的かつ長期的な協力関係を、事業者単体ではなく官民を挙げて築いていくことが重要となろう。

【図表 Ⅲ-2】これまでの上流権益投資への取組

	資源	地域	プロジェクト名	国内参加企業	権益比率	発表年
北海道電力	—	—	—	—	—	—
東北電力	ウラン	カザフスタン	ハサランⅠ、Ⅱ	東京電力、中部電力、九州電力、丸紅、東芝	5.0%	2007年
東京電力	LNG	豪州/東ティモール	ダーウィンLNG	東京ガス	6.7%	2002年
	ウラン	カナダ	シガーレイク	出光興産	5.0%	1997年
	ウラン	カナダ	ウラニウム・ワン	東芝、JBIC	8.0%	2009年
	ウラン	カザフスタン	ハサランⅠ、Ⅱ	中部電力、九州電力、東北電力、丸紅、東芝	30.0%	2007年
中部電力	LNG	西豪州	ゴーゴン	東京ガス	未定	2005年
	ウラン	カザフスタン	ハサランⅠ、Ⅱ	東京電力、九州電力、東北電力、丸紅、東芝	10.0%	2007年
北陸電力	—	—	—	—	—	—
関西電力	LNG	西豪州	ブルート	東京ガス	5.0%	2006年
	ウラン	カザフスタン	ウェストムインクドゥック	住友商事	10.0%	2006年
中国電力	—	—	—	—	—	—
四国電力	—	—	—	—	—	—
九州電力	ウラン	カザフスタン	ハサランⅠ、Ⅱ	東京電力、中部電力、東北電力、丸紅、東芝	2.5%	2007年
海外ウラン 資源開発*1	ウラン	ニジェール	アクータ	—	25%	1970年
	ウラン	カナダ	マックリーンレイク	—	7.50%	1993年
	ウラン	カナダ	ミッドウエスト	—	5.67%	1991年
日豪ウラン 資源開発*2	ウラン	オーストラリア	レンジャー	—	11%	1980年
	ウラン探査	オーストラリア	ゴーラークレイトンの2地区	—	20～25%	

*1北海道電力(2.7%)、東北電力(4.0%)、東京電力(9.9%)、中部電力(5.8%)、北陸電力(2.7%)、関西電力(6.9%)、中国電力(3.5%)、四国電力(2.6%)、九州電力(4.1%)

*2関西電力(50%)、九州電力(25%)、四国電力(15%)

(出所) 各社プレスリリースよりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

②中流部門の強化

第2に中流部門の強化も必要であろう。例えば、2007年から2008年にかけての石炭調達は、豪州の港湾インフラの不足や集中豪雨によって出炭できず、需給が逼迫する事態に陥ったことは記憶に新しい。単に上流権益を保有したとしても、燃料の安定調達を確保したことにはならない。その意味では、石炭の港湾インフラやLNGの液化設備、あるいは自社船や専用船の確保等、といった中流分野を強化することで、エネルギーチェーン全体を揺ぎ無いものにする必要もある。

③調達リスクの分散

第3に調達リスクの分散を図ることも重要である。我が国の主な輸入先をみると、石油は中東に依存しており、石炭は豪州に依存している（【図表Ⅲ-3】）。このように、特定の地域や国に偏ると、主要調達先からの輸入が滞ったときの影響が大きくなる。従って、事業者としても輸入先の分散を図ることは重要である。但し、事業者が単独で分散化を図ると、個々の契約量が小規模化し、価格交渉力が低下する可能性もあることには留意する必要がある。

【図表Ⅲ-3】エネルギー資源の埋蔵量と我が国の主な輸入先

	石 炭	石 油	天然ガス	ウラン
	9,091億トン 〈2004年〉	1兆1,886億バレル 〈2004年〉	180兆m ³ 〈2004年〉	459万トンU 〈2003年〉
確認可採埋蔵量	※構成比の各欄の数値の合計は、四捨五入の関係で100にならない場合がある。			※資源量割合は採鉱ロス等を考慮していない
可採年数	164年 〈2004年〉 BP統計2005	40.5年 〈2004年〉 BP統計2005	66.7年 〈2004年〉 BP統計2005	85年 〈2003年〉 OECD/NEA-IAEA「URANIUM2003」
日本の輸入依存度	100% 〈2003年度〉 総合エネルギー統計	99.7% 〈2003年度〉 総合エネルギー統計	96.5% 〈2003年度〉 総合エネルギー統計	100% 〈2003年〉
日本の主な輸入先	※構成比の各欄の数値の合計は、四捨五入の関係で100にならない場合がある。 出所：経済産業省「資源・エネルギー統計」	出所：経済産業省「資源・エネルギー統計」	出所：財務省「日本貿易月表」	出所：電気事業連合会調べ
日本の一次エネルギー供給に占める割合	20%	50%	14%	9%

（出所）経済産業省資源エネルギー庁「日本のエネルギー2006」よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

④調達コンソーシアムの形成

その意味でも、第4の調達コンソーシアムの形成が重要となる。自由化の流れのなかで、事業者は共同調達から単独での調達へと転換を図り、燃料調達力を競い合う方向性に向かった。

しかしながら、今後は、低廉かつ安定的な調達のためには、購入規模を拡大し交渉力を強化する必要がある。また、上流投資に際してもリスク分担が可能となるし、スポットの燃料融通も容易となりセキュリティが強化される等、コンソーシアム形成のメリットは小さくないものと思われる。

【補論】燃料費調整制度見直しの影響

現行制度は料金
反映までのタイム
ラグは6ヶ月、
上限値は1.5倍

新制度は料金反
映までのタイムラ
グは約4ヶ月に
短縮するも上限
値は1.5倍を維持

燃料価格変動リスクへの対応については、燃料費調整制度が用意されている。燃料費調整制度とは、料金改定時に設定した基準価格（通関統計より原油換算で算出）に対し、燃料価格の変動に応じて、電気料金をスライドさせる制度であるが、現行制度では、四半期の通関統計に基づいて調整するため料金への反映は6ヶ月後となり、また5%以内の変動は調整されず、調整の上限は1.5倍までとされている。

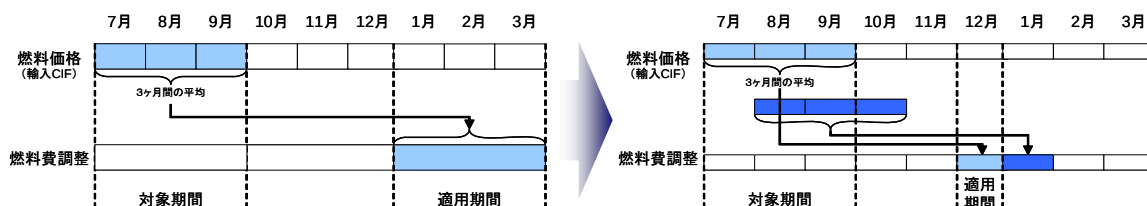
しかしながら、昨今の原油価格の乱高下を背景として、価格安定性の確保による需要家の保護、事業者の期間収支への影響の軽減化の観点で、2009年の5月分料金からは、価格転嫁までの期間を短縮化するため、5ヶ月前、4ヶ月前及び3ヶ月前の輸入価格に基づき、3ヶ月平均を用いて毎月反映し、タイムラグを4ヶ月に短縮することとなった（【図表Ⅲ-4】）。

他方、上限値については、1.5倍を維持し、±5%以内の小幅な変動も反映することとなったが、中東情勢の悪化で地政学的リスクが高まれば、2週間で1.5倍に急騰する事態も現実起こっており、将来、料金本格改定により燃料価格の基準値が引下げられた場合には1.5倍の上限値では対応できない可能性がある（【図表Ⅲ-5】）。

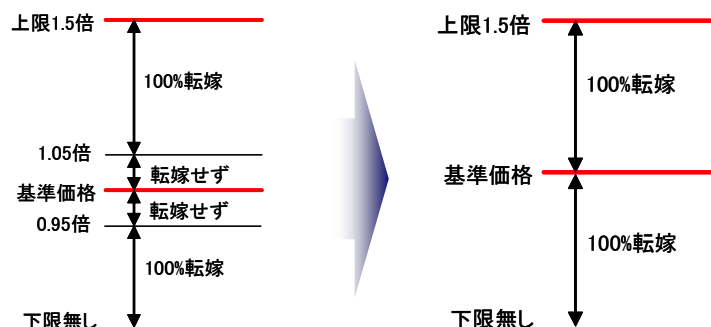
従って、市況動向を注視しつつ、上限値を弾力的に見直すことも視野に入れておくべきであろう。また、燃料価格が上限値を超え、収支に大きな影響が出るような状況に直面した場合には、速やかに料金改定を実施し基準価格を上げること、経営の安定性を確保するためには必要であろう。

また、燃料費調整制度は、規制分野だけでなく自由化分野でも援用されているのが実態であるが、燃料価格の低下等を背景として需要家からの燃料費調整単価の固定化ニーズが高まることも今後は想定される。仮に燃料価格の変動リスクが内部化した場合には、経営の安定性の観点からリスクコントロールを行う視点も重要となろう。

【図表Ⅲ-4】燃料費調整制度の見直し－1 価格転嫁までの期間の短縮化



【図表Ⅲ-5】燃料費調整制度の見直し－2 上限値の見直し



（出所）図表Ⅲ-4、5 はいずれも電気事業分科会資料よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

(3) 地球環境問題への対応

電力産業に求められる公益的使命は、安定供給の確保やエネルギーセキュリティ確保への貢献だけではなく、地球環境問題への対応も一層重要性を増している。

CO₂ 排出量の抑制
に向けた更なる
取組が必要

地球環境問題が国際的に重要課題として認識されつつあるなか、電力産業の地球環境問題への取組に対する期待は大きい。第Ⅱ章で述べたように、電力業界は使用端 CO₂ 排出原単位⁴を 2008 年度から 2012 年度の 5 年平均で 90 年度比 2 割削減するという自主目標を定めているが、近年の原子力発電の稼働率低迷の影響によって、排出原単位はむしろ悪化しており、原子力発電の稼働率向上なくして目標達成は厳しいと言わざるを得ない状況にある。

原子力発電の
稼働率の向上へ

諸外国に眼を転じると、定期検査期間の短縮等によって、原子力発電の稼働率向上を果たしている国が散見される。例えば、米国や韓国では、既に 90%程度の稼働率を維持しており、定期検査期間は日本の半分程度の日数で安定稼働を実現している(【図表Ⅲ-6】)。我が国でも、2009 年 4 月から新たな定期検査制度が導入されることとなり、検査間隔が従来の 13 ヶ月から 18 ヶ月に、そして施行後 5 年後には 24 ヶ月迄検査間隔を延ばすことが可能となり、ようやく稼働率 90%程度となる目途が立った。事業者には引続き安全運転の実績を積み重ねることが前提となるが、新制度を適切に活用し稼働率向上を図ることが求められる。

新エネルギー発電
の導入と RPS 制度
への対応

一方、新エネルギー発電の導入を可能な限り進めていくことも重要である。もともと、新エネルギー発電の導入コストは高く、原子力 1 基を代替するには住宅用太陽光発電で 8 兆円、風力発電で 1.1 兆円を要する(【図表Ⅲ-7】)。また、風力発電のように運転が不安定な電源は送電網への負担が大きいこと、そもそも資源密度が小さいため急激な開発が困難等、導入のための課題は山積しているのが実態である。とはいえ、新エネルギーの導入拡大は、地球環境問題への対応だけではなく、エネルギー自給率の改善にも資するものであり、メガ・ソーラーや大規模ウィンド・ファーム等の建設に向けた取組は重要と言える。

【図表 Ⅲ-6】 諸外国の原発稼働率と定期検査期間

	運転期間 ①	定期検査期間 ②	想定稼働率 ①/(①+②)
米国	18.1ヶ月	44日	93%
韓国	14.1ヶ月	43日	91%
フィンランド	11.9ヶ月	12日	97%
フランス	11.5ヶ月	79日	81%
日本	11.5ヶ月	98日	78%

(出所) 原子力立国計画等よりみずほコーポレート銀行
産業調査部作成

【図表 Ⅲ-7】 新エネルギー発電の導入コスト

	原子力発電	太陽光発電		風力発電
		業務用	住宅用	
1基当りの設備容量(kW)	138万	250	3.5	1,000
設備利用率(%)	80	12	12	25
1基当りの年間発電量(kWh)	97億	26万	3,700	219万
原発1基代替に必要な基数	1基	37,308	262万	4,429
必要な投資額	3,600億円	11兆円	8兆円	1.1兆円
必要な敷地面積等 (太陽光発電は1kW/10㎡、 風力発電は1基/0.16km ² と仮定)		山手線の内側面積の1.5倍の約92km ² 分	愛知県的全世帯数同程度の262万世帯分	琵琶湖の面積と同程度の約700km ² 分

(出所) 電気新聞「原子力ポケットブック」よりみずほコーポレート銀行
産業調査部作成

石炭火力は環境
コストを加味して
も割安

次に、火力発電の活用策では石炭火力の扱いが大きなポイントとなろう。火力発電の燃料コストを比較すると、石炭火力が低廉であることが看取出来る。これに、排出権価格を 20 ユーロ/t-CO₂と仮定し、1kWh 発電する際の CO₂ 排出量をオフセットするために必要なコスト加味しても、依然として石炭火力はコスト競争力を有するものと思われる(【図表Ⅲ-8、9】)。確かに石炭は、環境負荷が高く、中国の輸出余力の減少を背景とした需給タイト化が懸念されるものの、他の化石燃料に比べて価格が低廉かつ安定的な資源であることから、少なくとも

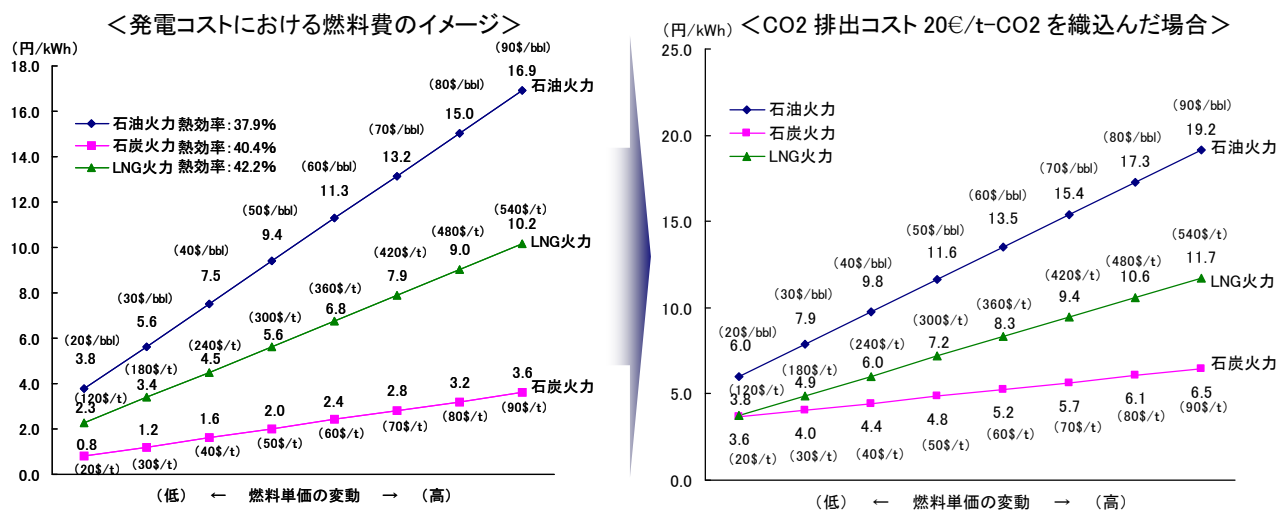
⁴ 販売電力量 1kWh 当たりの CO₂排出量、すなわち需要家が電気を 1kWh 使用する際の CO₂ 排出量のことを指す。

火力の高効率
発電技術の開発

既存の石炭火力の有効活用を図るべきであろう。

その際、併せて、石炭火力のガス化発電等、高効率発電技術の開発も期待される（【図表Ⅲ-10】）。発電効率が高まれば、CO₂ 排出量を減少させることが出来るうえ、資源の消費量を減少させることにもなるため、エネルギーセキュリティを強化するメリットもある。また、我が国が開発した発電技術を、エネルギー需要の拡大が顕著で、かつ石炭の利用比率の高い中国やインドに導入することができれば、環境面での貢献も期待出来るし、資源の節約を図ることで需給を緩和させる効果もある。また、資源国に技術供与をすることで資源確保を図るといった、資源外交上のツールとしても有効であろう。

【図表Ⅲ-8】 発電コストにおける燃料費と燃料価格の感応度



(出所) 電力需給の概要、日本貿易統計よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

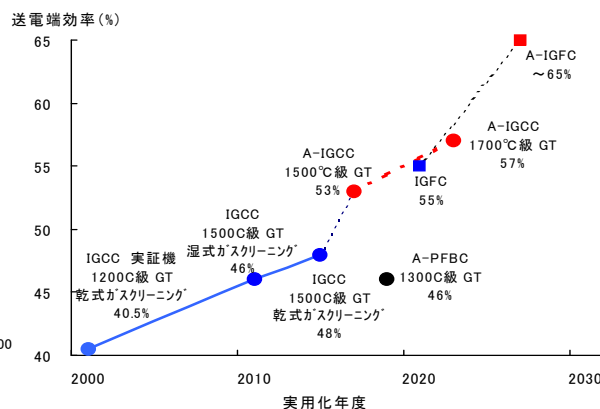
(注) 発電量当りの燃料コストは、CIF 価格(カロリー単価)から 2003 年度の 10 電力平均の熱効率を用いて試算

【図表Ⅲ-9】 電源別 CO₂ 排出コストの前提

(単位)	石油	石炭	LNG
排出権取引単価 (ユーロ/t-CO ₂)	20		
為替 (円/ユーロ)	160		
排出係数 (kg-CO ₂ /kWh)	0.704	0.887	0.478
排出コスト (円/kWh)	2.2528	2.8384	1.5296

(出所) 電力中央研究所公表資料よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

【図表Ⅲ-10】 石炭ガス化技術の開発計画



(出所) NEDO 公表資料よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

環境対応の達成
度合によっては、
事業者間の競争
力格差が拡大

事業者にとって地球環境問題は、自主目標や規制への対応だけではなく、事環境面での品質を重視するという需要家ニーズが高まるなか競争力の格差に繋がる可能性も孕んでおり、今後、益々重要となるものと思われる。

第2節 競争優位性の確保に向けた更なる取組

公益的課題への対応を果たした上で、次に求められるのは競争優位性の確保である。

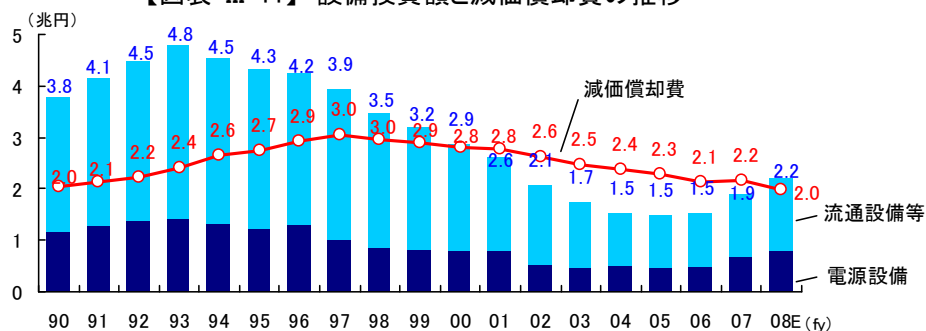
(1) 更なる効率化の推進

第2に、競争環境の緩やかな進展に備え、業者は価格競争力の確保のため更なる効率化を推進する必要がある。今後、設備投資が現状の2兆円程度を維持するとすれば、減価償却費と略同水準となることから、償却費低減のペースは小幅となると思われる(【図表Ⅲ-11】)。また、一定の設備投資と料金低廉化が継続されれば、負債の圧縮スピードは徐々に鈍化するため、支払利息の低減効果も小幅となろう。従って、これまでの値下げの主因であった資本費の低減効果には今後は多くは期待できず、償却費や支払利息以外の費用の一層の合理化が必要であり、その過程で徐々に企業間の格差を生じることが懸念される。

公益的課題への
対応が優先事項
であることに留意

但し、電力産業は「効率化の推進による価格競争力の確保」だけではなく、安定供給の確保やエネルギーセキュリティの確保、地球環境問題への対応、といった公益的課題を抱えており、むしろ後者の問題がより大きくなっている。料金低廉化に経営資源を過度に費やし、公益的課題への対応が疎かになっては本末顛倒であり、公益的課題への対応を損なわない水準での適正な効率化の実践が期待される。

【図表Ⅲ-11】 設備投資額と減価償却費の推移



(出所) 各社の有価証券報告書、決算資料等よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

(注) 数値は10電力単体合計の実績値。但し、'08年度の設備投資額は会社計画値、減価償却費は予想値。

なお、減価償却費等には核燃料減損を含み、流通設備等には原子燃料投資を含む

料金メニューの
拡充

一方で、効率化で生まれた余力は、価格競争力だけでなくサービス面での販売力の強化に向けることも今後の課題となる。小売の部分自由化以前からピーク需要抑制、負荷率向上に資するような料金メニューが用意されてきたが、小売自由化以降、更にメニューの多様化が進展しており、需要家選択肢の拡大が図られている。今後は、需要家のコスト意識が向上するなか、創意工夫に基づいた商品を用意することが一層重要となろう。例えば、環境付加価値を加味したメニューは、需要家の環境意識が高まりをみせるなか、競合他社との差別化を図るうえで有効性を増すものと思われる。また、燃料価格を固定化したメニューは、資源価格の急激な変動による料金変動を嫌気する需要家、特に自社コストと購入電力のコストを常に比較する立場にある自家発電を有する需要家に対して有効だろう。

ソリューションビジ
ネスの展開に向け
た営業体制の更な
る強化

顧客の囲い込みを図るためには顧客との多面的な接点を持つことが鍵となるため、支店網での営業は引き続き重要な役割を担うことは言うまでもないが、個々の需要家の嗜好に合わせて料金体系をカスタマイズし、省エネルギー化ニーズにも対応し得る「ソリューション提案型」の営業体制の更なる強化が一層求められよう。特に、他のエネルギー産業との競争の観点では、省エネルギーやCO2削減等のソリューションサービスの維持・向上に加えて、情報通信サービス等も併せた総合的なサービス力の向上が期待される。と同時に、顧客セ

グメンテーションを実施し、事業者自身にとって有意な顧客を選択する、という視点もポイントとなる。

【補論】全面自由化への備え

ここで将来、全面自由化の是非を検討するうえでの留意点を整理しておきたい。

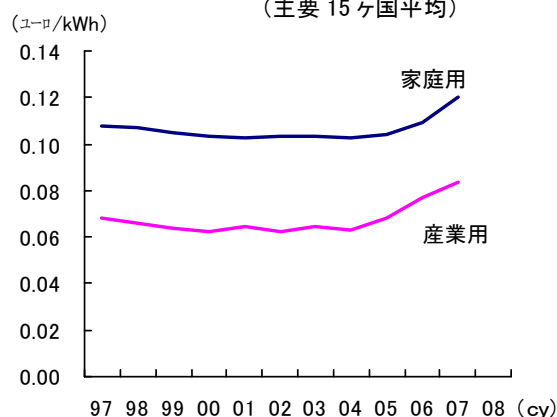
①ユニバーサルサービスの 変質の可能性

第 1 の視点は、ユニバーサルサービスが変質する可能性である。全面自由化は、顧客が事業者を選択する時代に入ることの意味すると同時に、事業者もまた顧客を選択し得ることに留意する必要がある。例えば、自由化対象の需要家は、自己責任原則の下で料金メニューや事業者を選択する一方で、事業者としては、自由料金体系のなかで需要家毎の信用リスクを価格に反映することになり、一般家庭でも世帯によって価格差が生じる。従って、同一価格という意味でのユニバーサルサービスは困難となる。

②料金が低廉化するとは限らず

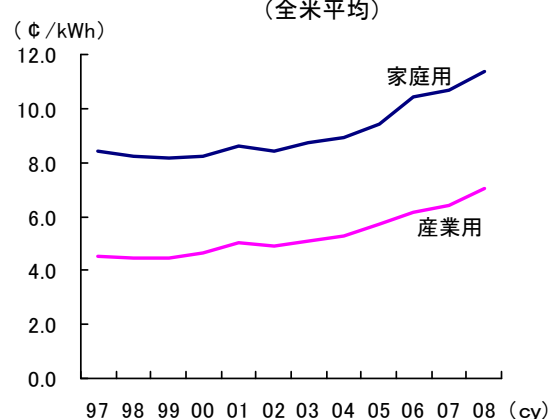
第 2 の視点は、価格水準についてであるが、自由化すれば必ず料金が安くなる訳ではなく、自由化すれば料金が高くなるかもしれないし安くなるかもしれない、ということを需要家としてもよく認識しておく必要がある。諸外国の自由化をみても必ずしも料金が低下するわけではない。全面自由化を導入した地域を含む EU や米国では、燃料価格の上昇等の影響もあり家庭用、産業用ともに電気料金は上昇傾向にある（【図表Ⅲ-12、13】）。また、一般家庭へのスマートメーターの設置やシステム対応等が必要となるため、結果的に需要家へのコスト負担が発生することにも留意が必要である。

【図表Ⅲ-12】EU の電気料金の推移
(主要 15 ヶ国平均)



(出所)Eurostat よりみずほコーポレート銀行
産業調査部作成

【図表Ⅲ-13】米国の電気料金の推移
(全米平均)



(出所)EIA 統計よりみずほコーポレート銀行
産業調査部作成

③国民へのアカ ウンタビリティ 確保が前提

第 3 の視点は国民へのアカウントビリティ確保である。全面自由化を選択した場合、電力会社が最終的な供給責任を負うという現行制度を見直さざるを得なくなる可能性があり、その際、供給責任を誰がどこまで負うのかという問題を整理する必要がある。なお、EU では 2003 年の改正 EU 電力指令に基づき EU 域内統一市場の形成を推進するべく、加盟国に全面自由化の導入を課す一方で、家庭用の自由化に際しては最終供給責任を残し、ユニバーサルサービスの維持や社会的弱者に対する保障も用意するよう促している。

いずれにせよ、電力という財の特性に立ち戻れば、国民生活に直接影響することである以上、供給責任の問題や全面自由化の具体的な導入方法について、国民の合意形成が大前提となる。

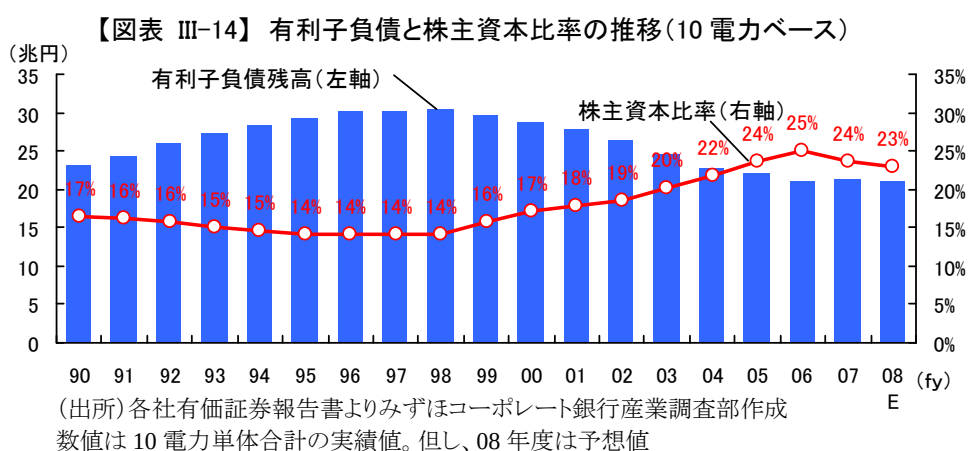
(2) 財務基盤の更なる強化

財務基盤強化は
既に一定の成果
がみられるも、
足許は後退

これまで電力会社は自由化の進展に備えるため、負債圧縮に優先的に取り組んできた。その結果、電力 10 社計の株主資本比率(総資産に対する株主資本比率)は大幅に向上しており、2006 年度には 10 社平均で 25%に達した。全産業の平均は約 30%であり、それに比べれば若干劣後しているものの、着実に資本の充実が図られつつある(【図表Ⅲ-14】)。

その要因は、第 1 に需要の伸びの鈍化を背景として新規電源開発を繰り延べし、設備投資を抑制することでキャッシュフローの余力を確保出来たこと、また、第 2 に料金の低廉化による減益要因を上回る費用節減を実施し、期間収支を底上げしてきたことが大きい。

しかしながら近年は、バックエンドコストの外部積立てや、送配電網の維持更新投資等が嵩むなか、原発稼働率の低迷や燃料価格の乱高下の影響等から収支が悪化しており、財務基盤の強化は一時的に後退を余儀無くされている。



過剰な資本の
充実は不要

今後を展望すると、これまで述べたように需要家還元の余力は徐々に低下していく方向性があり、財務基盤の強化は従来よりも遅いペースに留まると思われる。もっとも、電力産業は、事業の長期安定性に基づく高い信用力を有しており、過度に資本を充実させる必要性は乏しい。確かに欧米では自由化後の価格競争の激化等を背景に資本市場における信用格付が低下し、我が国でも小売自由化が導入された 2000 年頃には、事業の不確実性が増したことから電力会社の格付は低下した。しかしながら、我が国の競争環境の進展は緩やかであり、事業の安定性が再確認されたことや、財務基盤の強化が着実に進展したこと等から、2006 年頃には格付が向上している。

事業の不確実性が高まり、格付が低下する可能性が高ければ、自己資本を一層充実する必要があるものの、事業環境が比較的安定し高格付を維持する可能性が高ければ、過度に自己資本を充実させてしまうと資本効率性が低下するため、格付を維持するに十分な自己資本を確保出来るのであれば、むしろ負債を活用する方が有効となる。例えば、加重平均資本コストは、通常であれば、株主資本コストが負債コストよりも割高であるため、負債比率が低くなればなる程高くなる。

一般の事業会社の場合は、負債比率が高くなり過ぎると、信用リスクが増加し負債コストが高くなるため、かえって割高となる。しかしながら、現在のところ、電力産業は高い信用力を背景に低廉かつ安定的な資金調達力を発揮しており、事業の長期安定性が維持される限りにおいては、負債比率がある程度高まったとしても信用リスクは然程増加しないと思われる。

株主資本比率が
30%を上回らない
水準を維持する
方が得策

とはいえ、事業環
境の不確実性が高
まっていることを加
味すれば、資金調
達力を維持するこ
とは重要

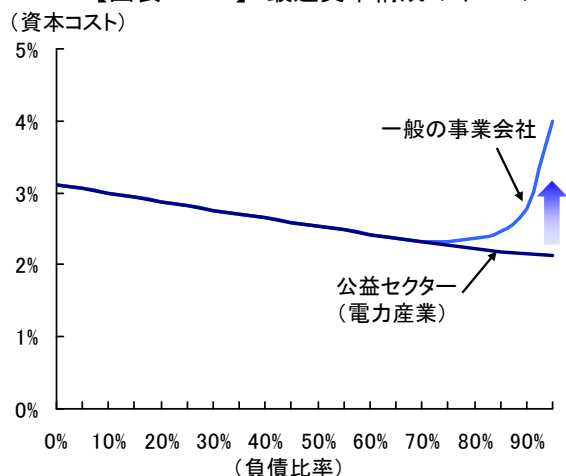
更に、マージン確保のために資本コストを圧縮するという視点も重要であろう。事業報酬率は、自己資本 30%、他人資本 70%を前提として算定されている。通常、自己資本コストは、負債コストに比して割高であるため、実際の自己資本が 30%を超える水準に達すると、定められた事業報酬に対して実際の報酬が割り負けてしまうことになり、理論上は株主資本比率が 30%を上回らない水準に財務バランスを維持する方が有効であると言える。

一方で、株主資本比率が低くなり過ぎると、長期安定的な電力産業といえども、高格付を維持できなくなり、かえって資金調達力が低下する懸念もある。

全面自由化の可能性や、省エネルギー化の進展により需要がピークアウトする可能性、あるいは競争環境が緩やかに進展する可能性等を考慮すると、長期的にみれば事業環境の不確実性は排除されたわけではない。従って、将来、このような事業環境の不確実性が高まった場合は、一般の事業会社と同じように、負債比率が高くなりすぎると信用リスクが増加し、格付低下等によって加重平均資本コストが上昇する可能性も否定できない(【図表Ⅲ-15】)。また足許は、金融資本市場の不確実性の高まりを背景として格付別スプレッドは拡大しており、格付低下によって資金調達コストが増加するリスクが顕現化しつつある(【図表Ⅲ-16】)。

大規模な投資を必要とする産業特性に鑑み、如何なる局面においても低廉かつ安定的な資金調達力を揺ぎ無いものとするためには、十分な財務基盤を長期的に確保しておくことが同時に求められる。

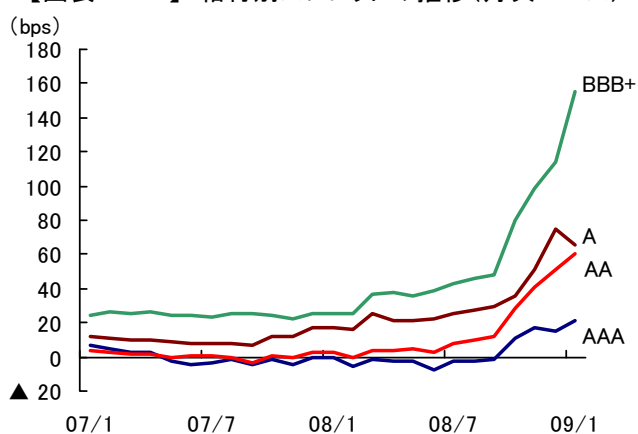
【図表 Ⅲ-15】 最適資本構成のイメージ



(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

(注) グラフ中の数値は仮定のものであり、具体的に算定したものではない

【図表 Ⅲ-16】 格付別スプレッドの推移(月次ベース)



(出所) 日本証券業協会統計資料等よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

(注) R&I の格付別公社債発行利回り(全業種単純平均)から Libor を差し引いたもの

以上を踏まえれば、現在の高格付を維持し得るだけの財務基盤の安定性を確保することと、過度に資本を充実させることなく加重平均資本コストを低廉に仕上げることを両立させることが重要である。その意味では、株主資本比率(10 電力単体ベース)は 2006 年度には約 25%に達したものの、近年は資源価格高騰と原発稼働率低下により若干低下を余儀無くされたことを考慮すれば、まず 2006 年度水準まで回復させることが重要であるが、その後は、公益的課題への対応のために必要な投資や需要家還元を行い、更には成長のための投資、あるいは自社株取得や増配等の株主還元を行っていくことで、30%を超えない程度の一定の範囲内に株主資本比率を意識的にコントロールすることが、今後とも必要となろう。

第3節 成長戦略への更なる挑戦

最後に、成長戦略への更なる挑戦が期待される。本稿では、成長戦略と株主還元のあり方、求められる成長戦略の具体策について述べたい。

(1) 成長戦略と株主還元のあり方

成長戦略の位置
付け

需要の伸びが低迷し、料金低廉化が継続すれば、本業の成長は緩やかに鈍化する方向を余儀なくされよう。また、競争環境が徐々に厳しさを増すなか、キャッシュフローの余力も徐々に縮小に向かうことが予想される。従って、電力会社は今後のキャッシュフローに余力を有する好機を逃さず、新たな成長戦略を描くことが、資本市場から求められることになる。

株主からの期待に
対する長期的回答

第2節で触れたように格付会社は資本の厚みを重要視するものと思われるが、一方では株式市場はむしろ成長性への期待を持っているものと思われる。レバレッジ効果で一定の負債を成長の糧に換えるほうが、株式市場では評価される可能性が高い。

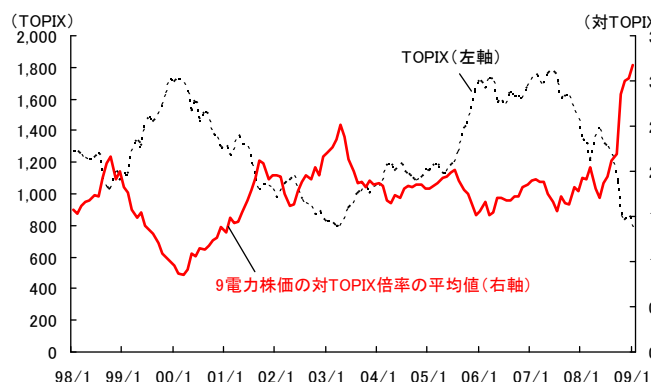
増配等による株主還元が株主からの期待に対する「短期的な回答」であるとするれば、成長のビジョンを示し実行に移すことは「長期的な回答」であると言え、電力産業の長期安定性への認識が維持される限りにおいて、後者の考え方はより市場に馴染むものと思われる。但し、成長のための投資を行う場合、需要家還元や株主還元の期待があるなか、需要家と資本市場の双方から投資効率への厳しい視線が向けられることとなる。

金融資本市場に
おける電力会社の
株式の位置付け

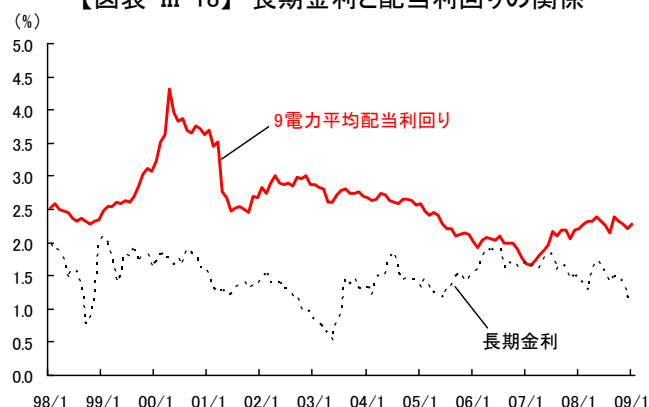
ここで、株式市場における電力産業の位置づけをみると、TOPIX に対する電力会社の株価の倍率をみると逆相関の動きを示しており、マーケット全体が落ち込んだときでも安定的な株価を維持したことが見て取れる(【図表Ⅲ-17】)。

また、長期金利と電力会社の株式の配当利回りの関係をみると、長期金利がバブル崩壊後、長期に亘り低落傾向をみせるなか、電力会社の株式は安定した利回りを維持している(【図表Ⅲ-18】)。すなわち、電力産業は金融資本市場において長期安定的な産業として認識されており、投資家からみて安定した利回りを確保出来る「資金の退避先」として選好されていることが伺えよう。

【図表 Ⅲ-17】 TOPIX と電力会社の株価の関係



【図表 Ⅲ-18】 長期金利と配当利回りの関係



(出所) 図表Ⅲ-17、18 はいずれも東京証券取引所資料、Bloomberg よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

利益水準が回復
した場合、株主
還元を求める声
が高まる可能性も

従って、世界的に金融緩和策が講じられるなか、電力会社の株式の利回りの高さが投資家へ選好される局面もあると思われ、配当利回りが長期金利に割り負けた場合や、また、燃料価格の下落や原子力発電の正常稼働化と更なる合理化により利益水準が回復した場合

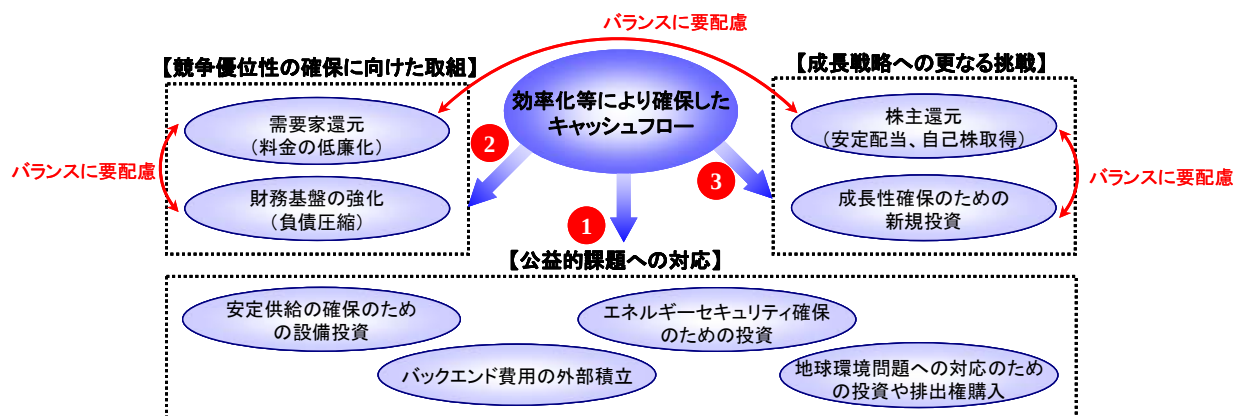
等では、増配等による株主還元を求める声が高まる可能性があるものと思われる。

キャッシュフロー
のバランスへの
配慮が必要

もっとも、電力産業の持つ公益性、すなわち不特定多数の消費者利益を重視するという観点から言えば、株主還元は需要家還元よりも優先して実施されるものではなく、強いて言えば需要家還元と同時並行して需要家還元を上回らない規模で実施されるもの、と位置付けるのが妥当と思われる。また、需要家還元や株主還元だけではなく、供給信頼度維持のための設備の維持更新投資やバックエンド費用の積立はむしろ優先的に行う必要があり、更には、資源確保や環境対応への期待も高まっていくものと思われ、そうした分野に一定の投資を行う必要もあろう。

従って、仮に課題の重要度に鑑み、キャッシュフローの使途に順番を付けるとすれば、第1に公益的課題への対応のための投資、第2に競争優位性の確保に向けた取組、第3に成長戦略への更なる挑戦となるものと思われ、限られたキャッシュフローをバランスよく配分したうえで成長戦略に取り組む必要がある(【図表Ⅲ-19】)。

【図表 Ⅲ-19】 キャッシュフローの使途



(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

株主還元指標を
予め提示すること
も重要

株主還元については、公益的課題への対応上必要な投資を行ったうえで手許に残るフリーキャッシュフローを、需要家還元を上回らない程度に株主に配分することが求められると考えれば、一定の株主還元指標を用意し、予め市場に提示することも一案であろう。その際、料金本格改定や原発稼働率によって単年度の利益は変動し易いことや、先述のようなキャッシュフローの使途の順番を踏まえれば、配当性向よりもむしろDOEのような指標が馴染むものと思われる(【図表Ⅲ-20】)。

【図表 Ⅲ-20】 主な株主還元策

安定配当方式	○ 一株当たり配当金額の水準を安定的に維持
配当性向方式	○ 配当性向(=配当金/当期純利益)の水準を安定的に維持
DOE方式	○ 株主資本配当率(DOE) (=配当金/株主資本=ROE×配当性向)の水準を安定的に維持
総還元性向方式	○ 総還元性向(=(配当金+自己株取得)/当期純利益)の水準を安定的に維持

(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

(2) 今こそ求められる新たな成長戦略

成長戦略の 3 つ
の方向性

成長戦略への挑戦の扉は、競争優位性の確保と公益的使命の達成という優先すべき 2 つの課題を両立して初めて開かれるものである。今後競争環境は厳しさを増し、公益的使命は益々重みを増していく方向性にあり、電力産業は内憂外患を抱えながら、成長への道は決して平坦ではなく、むしろ狭く険しいものとなるだろう。

しかしながら、事業活動のダイナミズムを維持するため、また、経営の自由度の拡大という自由化の果実を勝取るためにも、今後のキャッシュフローに余力を有するタイミングを、新たな挑戦に向けた第 1 歩を踏み出す絶好の機会として捉えることが重要と思われる。

斯かる認識のもと、競争優位性確保と公益的課題への対応の両立を前提としたうえでの電力産業の新展開として、①新たな需要の創出、②多角化戦略の推進、③海外への事業展開の拡張の 3 点につき考えてみたい。

① 新たな需要の創出

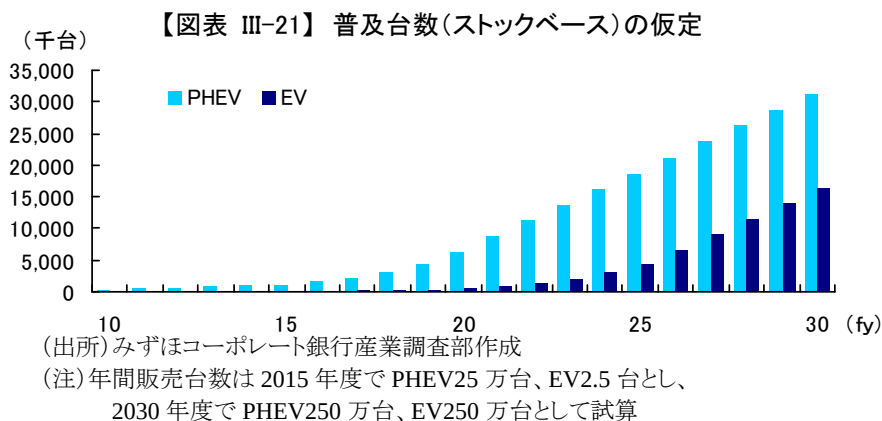
電気自動車普及
による新たな需要
の創出が期待

電力産業にとって本業の成長を維持することは、需要家還元の余力確保という意味でも、株主還元の余力確保という意味でも、重要な課題である。

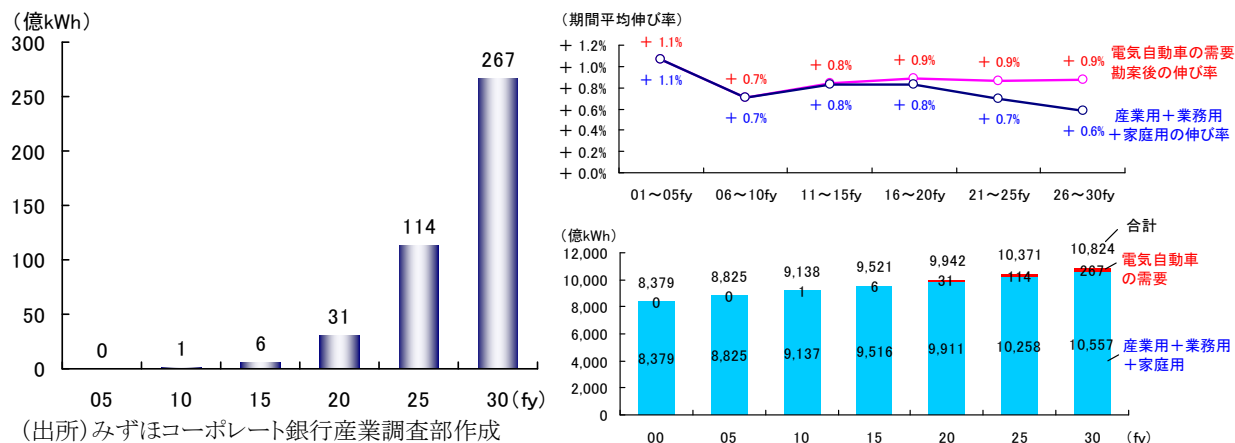
確かに第Ⅱ章で述べたように、このままの状態では需要の伸びは鈍化していく方向性にあると思われる。しかしながら、新たな需要として、PHEV や EV の普及促進による、ガソリン等の輸送用燃料から電力へのシフトも期待されている。運輸部門は、現在、我が国のエネルギー消費の約 4 分の 1 を占めており、電力需要の新たな成長分野として、その期待は小さくない。

電気自動車普及
による電力需要の
押し上げ効果

一方で、電気自動車の普及が今後の需給に与える影響について検討してみよう。自動車の 1 台当りの年間走行距離を 10 千 km とし、また、1 台当りの 1km 走行時の電力消費を PHEV(プラグイン・ハイブリット車)では 0.04kWh/km、EV(電気自動車)では 0.08kWh/km として 1 台当りの年間電力需要を試算する。一方、国内のストック台数については、リチウムイオン電池の価格を 50 万円程度とし、高価格帯の車種から徐々に導入されるとすれば、2015 年度時点では未だ PHEV120 万台程度、EV10 万台程度に留まるものと見込まれ、その際の電力需要の押し上げ効果は+6 億 kWh 程度に留まる見込である。しかしながら、2030 年度までの長期見通しにおいては、PHEV3,120 万台程度、EV1,650 万台程度に達し、2030 年度にはストックの殆ど全てが PHEV と EV に転換されるものとする、その際の電力需要の押し上げ効果は 267 億 kWh 程度に達し、電力需要の伸びは鈍化することなく、横ばいで安定成長を続ける結果となる(【図表Ⅲ-21、22】)。また、仮に 2006 年度のストック台数(75,680 千台)の全てが EV に替わったとすると 605 億 kWh/年の増加となり、需要は+6%程度押し上げられることとなる。



【図表Ⅲ-22】輸送用電力需要の見通し(試算)



輸送用の電化に
向け、電力産業
がイノベーション
を推し進めること
が必要

以上の如く、直ぐにはではないが、長期的には、電気自動車により輸送用エネルギーが電力へシフトすれば、本業での成長を維持することが可能となる。一方、輸送用電力需要は供給区域を跨いで移動することから、料金やサービスによる差別化次第では、企業間で需要の取込み度合に差異が生じる可能性もあることに留意が必要である。従って、電力産業としては、これらの需要を確実に捕らえるためにも、電気自動車の普及促進に向けて充電インフラを積極的に整備し、研究開発にも主体的に関与するなど、自らイノベーションを推し進めることが重要である。但し、期待される需要量に比して、急速充電器は未だコストが高いことから、充電ビジネスの具体化までには時間を要すると思われる。

【補論】道路特定財源化の可能性

道路特定財源化に
よって50円/kWhの
課税となる可能性

ガソリン車から電気自動車等への転換が進んだ場合、道路特定財源相当が輸送用電力に課税される可能性があると思われるが、それを含めた電気自動車のランニングコストの競争力について考えてみたい。まず、現行の道路特定財源約3兆円の税収を、全てのガソリン車がEVに転換された場合の電力消費605億kWhで負担するとすれば、1kWh 当たり約50円の課税となる(【図表Ⅲ-23】)。

それでも一定の
コスト競争力を維持

現在、家庭用の電気料金は20円/kWh程度であることから、課税後の単価は70円/kWhとなる。燃費は電気自動車12.5km/kWhに対しガソリン車12.5km/l程度であることから、ランニングコストを比較すると前者5.6円/kmに対し後者は8円/km程度(原油価格50\$/bbl水準)となる。従って、輸送用電力が課税された場合、電気自動車のランニングコストの低下メリットは縮小するものの、一定のコスト競争力は確保されることとなる。

【図表Ⅲ-23】現行の道路特定財源(平成20年度当初予算ベース)

(単位:億円)				
税目名	道路整備充当分	暫定税率	本則税率	平成20年度税収
揮発油税	全額	48.6円/l	24.3円/l	27,299
石油ガス税	収入額の1/2	—	17.5円/kg	140
自動車重量税	収入額の2/3の77.5%	6,300円/0.5t年	2,500円/0.5t年	5,541
国分 小計				32,979
地方道路譲与税	全額(揮発油税と併課)	5.2円/l	4.4円/l	2,998
石油ガス譲与税	収入額の1/2	—	17.5円/kg	140
自動車重量譲与税	自動車重量税の1/3	6,300円/0.5t年	2,500円/0.5t年	3,601
軽油引取税	全額	32.1円/l	15.0円/l	9,914
自動車取得税	全額	取得価額の5%	取得価額の3%	4,024
地方分 小計				20,677
国+地方 合計				53,656

(出所) みずほコーポレート銀行産業調査部作成

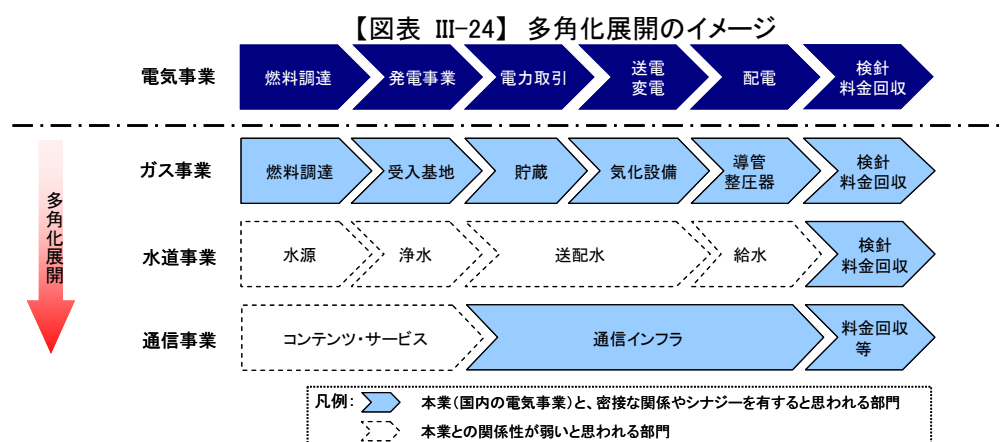
② 多角化戦略の推進

多角化戦略の
位置付け

第2の成長戦略のポイントは、多角化戦略の推進である。

本業以外の収益は、2007年度実績10電力会社合計で未だ1割にも満たないのが現実である。新たな事業を育成していくことは、収益拡大を維持するためだけではなく、企業組織の活性化や地域貢献の観点で重要な意義を有すると言え、また、電力需要が地域経済と表裏一体であることも踏まえると、間接的に本業に寄与するものでもある。その意味では、多角化展開は重要であり、経営計画が既に連結ベースで発表されるなど、グループ経営への意識が徐々に高まっているものと思われるが、これまで取り組んできた多角化戦略のうち、分散型電気事業は石油価格の高騰等を背景に行き詰まりを見せ、通信事業は競争激化を背景に一部で売却の動きも見られる。また、本業で競争に勝ち残るための料金低廉化の取組や、様々な公益的課題への対応に腐心するなか、多角化事業の収益性に対する厳しい視線が、内外から投げかけられていることも言を待たない。

そこで多角化展開を成功させるためには、ガス事業や水道事業等のように燃料調達や料金回収等の特定の部門で電気事業と密接に関係し本業とのシナジーが働く分野や、既存資産の有効活用が可能なガス事業や通信関連分野において着実な展開が求められる。そのうえで、究極的にはマルチ・ユーティリティ企業として、生活インフラを支える事業を多角的に展開するような企業像を描くことも一案である（【図表Ⅲ-24】）。



（出所）みずほコーポレート銀行産業調査部作成

ガス事業の積極
展開が期待

公益的課題への対応や競争優位性の確保がまずは優先課題と思われるが、ガス事業は、パイプライン等の既存の保有設備を活用でき、燃料調達面でのシナジーが期待され、また、2つの優先課題を損なわないことから、多角化の今後の柱となる可能性を秘めている。

新たな事業分野
の可能性

その他の新規事業の可能性としては、先に述べた電気自動車の普及が今後進展すれば新たな需要の創出だけではなく、それに付随したサービス産業が創出される可能性がある。例えば、充電スタンドの運営が可能となれば徐々に小売事業との親和性も高まっていくと思われる。また、スマートグリッドが導入されれば、検針のIT化による家庭向け省エネサービス等の新たなビジネスチャンスの可能性もある。これらは技術革新や規制の方向性等にも因るものの、新たなビジネスモデルを検討するチャンスが到来していると言えよう。

グループ経営管理
の強化

但し、同時にグループ経営管理の強化を同時並行して実践し、本業の収益性を毀損しないようなルール作りが求められよう。例えば、本業の想定報酬率を上回る水準でなければ、本業から創出されるキャッシュフローが浪費されてしまうことになる。但し、ガス事業や水道事業のように、本業と同じく公益性を有し、かつ、長期安定的な事業であれば、本業と同程度の利益水準を前提とし、むしろ成長の種を摘み取らないように留意する必要がある。

③ 海外への事業展開の拡張

第3の成長戦略のポイントは、海外への事業展開の拡張である。これまで電力会社は海外発電事業を既に展開しているが、今後、それをより拡大し、更には発電事業だけではなく小売分野を含めた電気事業の海外展開を図る可能性について検討してみたい。

海外展開の意義

まず、本来、電気事業は基本的に地域帰属的な産業であり、国内の安定供給を図ることが最大の使命であると考えられるなか、海外展開の意義を整理しておく必要があろう。

第1の意義は企業規模の維持・拡大である。市場成熟化に伴い内需が伸び悩むなか、企業としての成長を確保しなければ、原価の通減とともに需要家還元を余儀無くされ、キャッシュフローの規模は縮小してしまうことになる。そうすると、将来、原子力のリプレース等のような巨額の投資が必要となったときに、十分な企業体力を確保できなくなる懸念がある。従って、一定の企業規模を維持するためには外需を取り込む必要があり、キャッシュフローを創出する海外発電事業に投資を続けることは重要な戦略のひとつであろう。

第2に公益的課題との調和が期待できることである。環境負荷軽減に資するような発電事業に取り組むことで、排出権の取得を目指す、あるいは、現地の化石燃料資源の節約に寄与することで資源外交上のツールとして活用する、といったように、海外発電事業単体の収益性だけではなく、本業に関わる公益的課題への貢献も期待できる。

第3に人材や技術の維持・向上である。国内の新規電源開発が縮小するなか、海外の新規開発に関与することで、人材や技術を維持することは重要である。

第4に資金調達力という強みを発揮する意義もある。我が国の電力産業の資金調達力は金融危機後の資金不足に苦しむ地域では最大の強みとなろう。

以上の海外発電事業の意義を踏まえたうえで、具体的な戦略として、(i)地域戦略、(ii)新たな事業分野、(iii)小売を含めた事業展開の可能性の3点について考えてみたい。

(i) 地域戦略

第1の地域戦略については、大きくわけて2つのケースが考えられる。第1に欧米等の自由化がある程度進んだエリアへの展開であり、第2に今後経済成長がみこまれるアジア地域への展開である。

前者の場合では、業況が悪化した会社が売却する発電設備の取得による参入、あるいは、近年の価格競争の激化に起因する電源開発の停滞を背景とした新規電源による参入の余地があろう。当該地域の事業展開のメリットとしては、一定の投資リターンを前提として、それ以外にも①国内の新規電源開発が縮小するなか海外で人材や技術の維持・向上を図ること、②取引市場が導入されていれば、トレーディング・ノウハウの蓄積等が期待出来る。

但し、欧州のように寡占化が進行した地域では、参入障壁が高いものと思われる。他方、米国等では、過去数年間に亘り拡大してきたインフラ・ファンドの投資が、サブプライム問題の影響から収縮しており、今後、資産の組替等を図る可能性もあり、そうなれば我が国の事業者にとってもビジネスチャンスが到来するものと思われる。

一方、後者の場合は、需要の急拡大により供給力が不足していることから、参入の余地があるものと思われる。当該地域の事業展開のメリットとしては、前者のケースにおけるメリットに加えて、CDM プロジェクト型であれば排出枠を獲得することが出来るし、環境対応と経済成長を両立するための技術的支援を提供することで資源外交の交渉材料としても活用できる。アジア地域も米国同様、インフラ・ファンドの投資が活発化してきた地域であり、今後、

インフラ・ファンドが資産ポートフォリオの見直し等により売却を検討する可能性があるなかビジネスチャンスが到来するものと思われる。

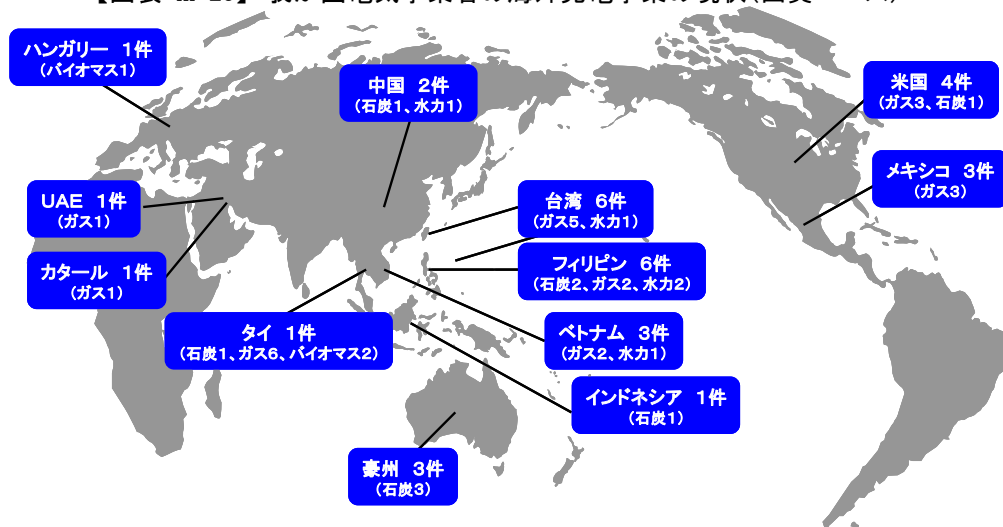
(ii) 新たな事業分野の可能性

次に、新たな事業分野の可能性を考えてみたい。現在、我が国の電気事業者の海外発電事業は、ガス火力や石炭火力が中心となっている（【図表Ⅲ-25】）。しかしながら、世界的に原子力発電の再評価の機運が高まりつつあるなか、欧米や中国を始めとするアジア諸国では原子力発電の新規開発が多数計画されている。例えば、米国では、スリーマイルアイランド以降、欧州でもチェルノブイリ以降、長らく原発の新規建設は停滞してきたため、既存の原子力発電の高経年化が目立ってきており、今後、政府の資金面でのバックアップを含めた様々な施策が用意されつつあるなか、原子力発電の新規開発を進めていくことが予想される。また、アジア諸国においても、資源の自国内消費を抑制し、輸出余力を確保するために原子力発電の新規導入を目指す動きがある。

原子力発電事業への参画可能性

一方で、我が国はこれまで一貫して原子力発電の開発に取り組んできており、プラントメーカーの技術力も世界的に認められているところであるが、近年は、例えば、東芝がウェスティング・ハウスを買収し、また、ウラン権益も取得し、更には米国の原子力建設推進会社に出資するなど、プラントメーカーは国際展開に向けて原子力ビジネスの一層の強化を図っている。また、国としても、我が国原子炉メーカーの国際展開をより容易にさせるため、融資や債務保証等での支援策を新たに用意している。こうした状況のなか、我が国電力会社による原子力発電事業への参画は、先述の海外展開の意義に十分に合致するものと思われる、まずは投資家として参入することも一考に値するものと思われる。

【図表 Ⅲ-25】 我が国電気事業者の海外発電事業の現状（出資ベース）



（出所）各社プレスリリース、資源エネルギー庁資料よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

燃料販売ビジネスの可能性

また、その他の新たな展開としては、既にウランや LNG 等の上流権益を既に取得している事業者もいるが、今後は、海外の他社の発電事業への燃料販売や、自社用の燃料を十分に確保したうえで、市況動向に応じて他の電力会社やガス会社への燃料の卸売ビジネス、あるいは海外の発電事業者への燃料の卸売等、面的な広がりを持った上流ビジネスの展開も期待される。特に、ウラン資源は、既に自主権益比率が 3 割を超える水準にあると思われるが、今後核燃料サイクルが軌道に乗れば、ウランの消費は節減出来るため、自主権益比率は 5 割まで改善する見込みである。ウランの販売が可能となれば、同地での原子力発電事業への参画のメリットが拡大するものと思われ、更なる権益取得も視野に入れたダイナミックな展開が期待されよう。その意味では、権益取得はバリューチェーンを強靱にするだけではなく、新たな事業としての展開可能性も秘めている。

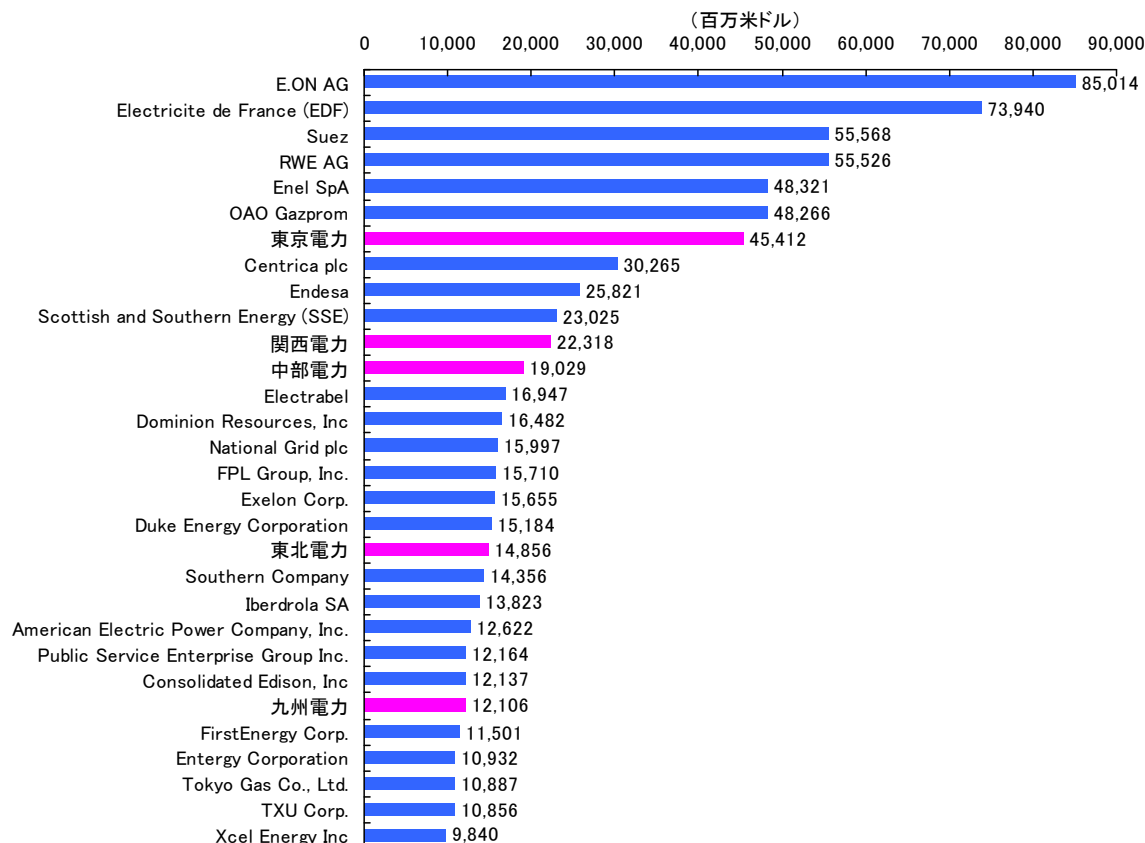
(iii) 小売を含めた海外展開の可能性

第3に小売分野を含めた海外展開の可能性についてである。現在の我が国電力産業の海外展開は IPP 事業への出資がメインであるが、今後は発電事業だけではなく、一貫体制の電力会社を海外で営むという、グローバルな視点での事業展開も検討の余地があるものと思われる。もっとも、規制緩和が先行した通信や金融ではグローバルなメガマージャーが既に起こったが、電力産業はそもそも地域特性を反映するという産業特性があることは既に指摘した通りであり、地盤のない地域での事業展開のハードルが高いことも事実である。実際、これまでの欧米間の横断的事業展開は略失敗に終わっている。しかしながら、一貫体制モデルによって効率性と公益性を両立出来るということを世に示すチャンスとも言えよう。

もちろん、これについては急激な事業展開を図るのではなく、①まずは発電分野から参入し、その後送電分野に延伸し、徐々に小売分野に下りていくという、漸進的なプロセスを採る方法、②一貫体制の電力会社への一部出資によって、株主という観点から緩やかに参入を図っていく方法、また、③他の事業者と共同で海外電気事業を展開することで、リスク分担し強みを補完し合うといった方法が考えられる。

我が国の電力会社は、規模的には既に世界レベルにある(【図表Ⅲ-26】)。また、技術力や資本力も充実しており、私企業として一貫体制のなかで安定供給に努めてきた経験もある。国内の本業で得た安定的キャッシュフローを有効に活用し、内外に説明力を持った事業を営んでいくためにも、経営管理体制の高度化、リスクコントロール体制の構築が前提となることは言うまでもないが、こうした潜在能力を如何なく発揮すれば、グローバルな事業展開をする可能性を秘めていると言える。

【図表 Ⅲ-26】世界の電力・ガス会社の売上高 上位30社(2006年、百万米ドル)



(出所) datamonitor 社「Top 30 Global Utilities Companies」よりみずほコーポレート銀行産業調査部作成

おわりに ～日本型自由化モデルの更なる挑戦に向けて～

我が国電力産業は今、歴史的転換点に立っている。産業特性としての長期変動性故に、その変化は緩慢で未だ鮮明ではないものの、長く大きなうねりが確かにそこにある。このような変化の時代に求められる電力産業の使命とは一体何だろうか。

電力産業の歴史を振り返ると、時代毎の社会的要請に如何に対応してきたかという、社会的使命の変遷そのものであり、電力産業がこれまでどのような事業環境の変化に直面しどのように対応してきたか、という足跡を辿ることは、今後の事業環境の変化にどのように対応すべきかを考えるうえでも大いに参考となろう。

そこで、本稿を締めくくるにあたって、これまでの電力産業の歴史的変遷を辿ったうえで、今後求められる使命について考えてみたい。

電力産業は、創業期(1882～1906 年)においては、ベンチャービジネスとしての位置付けであり、資金調達が最大の課題であった。しかしながら、我が国電力産業は、世界的にみて早期に創設され、かつ、私企業として発足する、という稀有な誕生を遂げた。その理由について、電力百年史(政経社、1980)では、「先進的な技術者—その多くは開明的な旧士族知識人であるが—と先見的な実業人が結び」ついたことを挙げている。同じく電力百年史(政経社、1980)で引用されている日本電燈会社の創立主意書には、会社設立の目的として「富国ノ計豈ニ此ヨリ愈ルモノアラシヤ」とある。国家の存亡を賭けて近代化国家への道を邁進するなかで、技術者や資本家等の使命感が結びつき、人々の気概の結晶として電力産業は誕生したと言えよう。

拡大・競争期(1907～31 年)を迎えると、需給が急激に拡大するなか、産業活動の基盤としての公益的使命を徐々に帯びるなか、ネットワークの広域化と大規模水力発電の開発が進められた。事業者数は急増し、発送電一貫体制の大規模電力会社型、特定地域の小規模電灯会社型、発電専業型、自家発電兼業型など、その事業形態は多様化を見た。しかしながら、大戦後の不況期を迎えると、競争優位性の確保が至上命題となり、設備余剰を抱えた電力会社が激しい電力戦を展開し、過当競争によって事業者は疲弊した。そのため、電力統制論が浮上し、電力産業の公益性が萌芽することとなった。

自主統制期(1932～38 年)では、外債問題によって打撃を受けた電力会社が電力連盟を形成し、経営の安定化を図った。この間、改正電気事業法が施行され、電気料金の認可制、総括原価主義などをベースとした料金規制等、供給の安定性と価格の安定性を確保するための規制が導入されるに至り、電力産業の公益性は具現化した。

やがて、国家統制期(1939～50 年)では、軍需生産力の拡充のためには「豊富かつ低廉な電力供給」が必要とされ、国策会社として日本発送電が設立、私企業たる電力会社の資産は発送電業務を独占する日本発送電と 9 社の配電会社に統合された。しかし、供給責任の所在が曖昧であったこと等から供給力不足に陥った。戦時下という特殊な状況にあったとはいえ、電力の国家管理は失敗に終わったのである。

戦後電力再編により形成された 9 電力体制の下では、私企業たる電気事業者が公益的使命を果たして発展していった。戦後復興期の供給力不足解消を目指す「安定供給の確保」に端を発し、やがて国民生活の向上が図られるなかでのユニバーサルサービスの実現や公害問題の表面化に伴う環境保全が公益的使命として付加されていった。

しかしながら石油危機に直面すると、電力産業は大きな転換期を迎えた。公益的使命として「エネルギーセキュリティの確保」が急浮上し、電力会社は値上げの断行とともに、脱石油化、電源多様化の推進に迫られたのである。この間、最終供給保証責任を前提とした地域独占の発送配電一貫体制と卸売事業者と電力会社との協調関係による「垂直的結合」と、電力会社間の融通や立地協力に基づく「水平的結合」を機軸として、長期のリードタイムと巨額の資金を要するなか投資回収までタイムラグを料金規制と長期他人資本と長期需給計画による「時間調整機能」がこれを補完する形で、鼎となって機能することで、徐々に重みを増す公益的使命を支えた。

このように公益的使命への取組は確かな成果を挙げてきた一方、環境規制や保安規制の厳格化によるリードタイムの長期化や技術革新のペースの鈍化による規模の経済性の後退、第3次産業へのシフトや家庭用冷房需要の拡大等による負荷率の悪化により「供給の効率性」は徐々に埋没し、更には急速な円高の進行が相俟って、内外価格差の拡大を併発することとなった。やがて高コスト構造は正の要請が高まるなか、他産業における規制緩和の試みや電力自由化の世界的潮流を受け、我が国電力産業は自由化時代を迎えることとなった。

足許、我が国の電力自由化は、発送電一貫体制を前提として競争原理を導入するという「日本型自由化モデル」を選択し、欧米諸国の電力自由化とは一線を画したものとなる一方、戦前の一時期に見られたような、「競争優位性の確保」という使命が再び重要な時代を迎えたと言える。

しかしながら、これまで電力産業が担ってきた公益的使命は、自由化時代突入とともに解消されたわけではない。むしろ、資源の安定調達の確保や地球環境問題が喫緊の課題として迫るなか、従来以上にその重みは増しつつある。とはいえ、これまで公益的使命を支えてきた垂直的統合と水平的結合と時間調整機能は、自由化時代には大きな効果は望めなくなる懸念がある。それでもなお、日本型自由化モデルの優位性を証明するためにも、公益的課題を自律的に達成していくことが期待されている。

自由化時代に求められる電力産業の使命とは、戦前経験してきたように競争優位性の確保を至上命題としつつも、戦後一貫して担ってきた公益的使命を自律的に達成することであり、その命題自体は決して真新しいものではない。しかし、一見相反するこの2つの命題を両立させねばならないという意味では、「更なる挑戦」でもある。言うなれば日本型自由化モデルの本質とは、事業者が自らこれらの使命を帯び自律的に達成していくことではないかと思われる。

自由化時代に求められる使命はそれだけではない。成長戦略への挑戦もまた至上命題である。

電力産業は、長期的には需要低迷と競争進展により本業の成長が徐々に鈍化する可能性があるなか、縮小均衡に陥る前に新たな成長戦略に挑戦し、従来のビジネスモデルからの脱皮を模索する必要がある。但し、成長戦略への挑戦の扉は、競争優位性の確保と公益的使命の達成という優先すべき2つの課題を両立して初めて開かれるものであり、また、成長戦略に向けた投資を行うにしても、一定の投資効率の確保やキャッシュフローのバランスへの配慮を前提とした「資本市場への説明力」も必要となる。そのため、成長戦略実現への道程は決して平坦ではなく、むしろ狭く険しいかもしれない。

しかしながら、その先には躍動感のある事業展開の可能性を大いに秘めていることも真実である。事業活動のダイナミズムを失わないため、今後キャッシュフローに余力を有する好機を逃さず、新たな挑戦に向けた第1歩を踏み出す機会として捉えるべきではないだろうか。

これからの5年、10年は、電力産業の内部での変革が進むと同時に、電力産業を取り巻く世界情勢もまた大きな転換期にある。電力産業にとっても、時間の流れはこれまでよりも早く、変化のうねりはこれまでよりも大きいものとなるだろう。斯かる状況下、競争優位性の確保、公益的課題への取組、成長戦略への挑戦、という多岐に亘る「使命」を自律的に達成することは容易なことではないと思われる。また、事業者毎に課題の優先順位は異なるものと思われる。従って、全てを網羅的に取組むというよりも事業者各々が「選択と集中」を図りつつ、独自性のある中長期的ビジョンを持つことが重要となるだろう。

日本型自由化モデルの成否は、事業法の改正によってではなく、事業者の使命感とその実現に向けた今後の行動にかかっている。その意味では、日本型自由化モデルの更なる挑戦は今始まったばかりである。

電力産業の一層の発展を大いに期待したい。

(産業調査部 武藤 真)

《出典・参考文献》

第 I 章

- 植草益編「講座・公的規制と産業① 電力」NTT出版（1994 年）
- 植草益著「産業融合 産業組織の新たな方向」岩波書店（2000 年）
- 植草益編「日本の産業システム① エネルギー産業の変革」NTT 出版（2004 年）
- 堀内昭義、池尾和人著「日本の産業システム⑨ 金融サービス」NTT 出版（2004 年）
- 穴山梯三著「電力産業の経済学」NTT 出版（2005 年）
- 電気事業講座編集委員会編「電気事業講座⑤ 電気事業の経理」電力新報社（1997 年）
- 電気事業講座編集委員会編「電気事業講座⑧ 電源設備」電力新報社（1997 年）
- 矢島正之編著「電力自由化に勝ち抜く経営戦略」エネルギーフォーラム（2005 年）
- 矢島正之著「電力改革再考」東洋経済新報社（2004 年）
- 八田達夫、田中誠編著「電力自由化の経済学」東洋経済新報社（2004 年）
- 電気新聞編、藤森礼一構成「電力システムをやさしく科学する」社団法人電気協会新聞部（2002 年）
- S. Beder 「電力自由化という壮大な詐欺 誰が規制を望んだか」草思社（2006 年）
- 小竹即一編「電力百年史 前・後編」政経社（1980 年）
- 南亮進著「鉄道と電力」東洋経済新報（1965 年）
- 橘川武郎著「日本電力産業発展のダイナミズム」名古屋大学出版会（2004 年）
- 橘川武郎著「松永安左エ門 生きているうち鬼といわれても」ミネルヴァ書房（2004 年）
- 中瀬哲史著「日本電気事業経営史 9 電力体制の時代」日本経済評論社（2005 年）
- 日本経済新聞社編「経営に大儀あり 日本を創った企業家たち」（2006 年）
- 日本経済法学会編「社会規制と競争政策 日本経済法学会年報 21 号」有斐閣（2000 年）
- OECD 編 山本哲三訳「成長か衰退か 日本の規制改革」日本経済評論社（1999 年）
- OECD・IEA 著、中田俊彦訳「電力自由化と構造改革 競争市場に対する戦略的思考とは」技術経済研究所（2002 年）
- OECD・IEA 著、山本壽訳「電力技術 市場自由化に向けた挑戦」技術経済研究所（2001 年）
- 山本哲三、佐藤英善編著「ネットワーク産業の規制改革 欧米の経験から何を学ぶか」（2001 年）
- 直江重彦編著「改訂版 ネットワーク産業論」財団法人放送大学教育振興会（2004 年）
- 井出秀樹編著「規制と競争のネットワーク産業」勁草書房（2004 年）
- 資源エネルギー庁電力・ガス事業部、原子力安全・保安院編「電気事業法の解説」（2005 年）
- 日本電気協会「あなたの知りたいこと 電気事業について 43 の質問と答」オーム社（2005 年）
- 電気新聞編「電力・エネルギー時事用語辞典」日本電気協会新聞部（各年版）
- 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部監修、電力年報委員会編「電気事業の現状（2001 年・平成 13 年版） 電気事業 50 年の歩み」日本電気協会（2001 年）

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会原子力部会電力自由化と原子力に関する小委員会配布資料（2006 年）
 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」（2003 年）
 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会中間報告「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」（2003 年）
 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」（2004 年）
 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会報告書「バックエンド事業全般にわたるコスト構造、原子力発電全体の収益性等の分析・評価」（2004 年）
 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度改革評価小委員会「制度改革小委員会報告書」（2006 年）
 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度改革評価小委員会「制度改革小委員会報告書参考資料集」（2006 年）
 公正取引委員会、経済産業省「適正な電力取引についての指針」（2005 年）
 公正取引委員会「電力市場における競争状況と今後の課題について」（2006 年）
 公正取引委員会「電力市場における競争状況と今後の課題について 参考資料編」（2006 年）
 大屋博右著「産業界と自家発電・PPS（2003 年版）」プロジェクトニュース社（2003 年）
 野村宗訓著「電力市場のマーケットパワー」日本電気協会新聞部（2002 年）
 東京電力「数表でみる東京電力」（各年版）
 南部鶴彦著「電力自由化の制度設計 ―系統技術と市場メカニズム―」東京大学出版会（2003 年）

第Ⅱ章

奥野正寛、鈴木興太郎、南部鶴彦編「シリーズ・現代経済研究 5 日本の電気通信」日本経済新聞社（1993 年）
 堀内俊洋著「産業組織論」ミネルヴァ書房（2000 年）
 電気事業講座編集委員会編「電気事業講座⑤ 電気事業の経理」電力新報社（1996 年）
 アニタ・M・マクガーハン著、藤堂圭太訳「産業進化 4 つの法則」ランダムハウス講談社（2005 年）
 W.アダムス、J・W・ブロック共編、金田重喜監訳「現代アメリカ産業論」創風社（2002 年）
 各社有価証券報告書（各年版）
 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部編「電源開発の概要」中和印刷株式会社出版部（各年版）
 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部編「電力需給の概要」中和印刷株式会社出版部（各年版）
 経済産業省資源エネルギー庁「電力供給計画の概要」（各年版）
 中央電力協議会「供給計画の概要 ―電力各社供給計画の集約結果―」（各年版）
 資源エネルギー庁長官官房総合政策課編「総合エネルギー統計」通商産業研究社（各年版）
 日本電気協会「電力調査統計月報」（各号）
 国立社会保障人口問題研究所「日本の世帯数の将来推計」（2003 年）
 根岸敏雄著「石油生産量はピークにきたのか？ ―ピークオイルの本質と 21 世紀のエネルギー―」石油文化社（2006 年）
 経済産業省編「産業税制ハンドブック 平成 17 年度版」経済産業調査会（2005 年）
 エネルギー経済センター「COAL MARKET SURVEY 石炭・コークス（石油・石炭） 2005－2006」（2006 年）
 日本工業新聞社「月刊エネルギー」（各号）

日本原子力産業協会監修、原子力年鑑編集委員会編「原子力年鑑 2007」日刊工業新聞社（2006 年）

Standard & Poor's「Industry Surveys Electric Utilities」（2006 年）

OECD・IEA 著「発電コスト予測 ―1998 年版― 上・下」日本原子力産業協会（1999 年）

アジア＆ワールド協会編著「BRICs 経済がみるみるわかる本」PHP 研究所（2005 年）

ジョン・ウェングラー著 鮫島隆太郎訳「電力取引とリスク管理 エネルギー市場取引入門」エネルギーフォーラム（2003 年）

電気事業連合会統計委員会編「電気事業便覧」社団法人日本電気業界（各年版）

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会資料

経済産業省「新・国家エネルギー戦略」（2006 年）

経済産業省「原子力立国計画」（2006 年）

資源エネルギー庁資源・燃料部石炭課「石炭安定供給施策研究会第 1 回資料 最近の石炭市場を巡る動向」（2005 年）

石黒正康著『電力自由化 「公益事業」から「電力産業」へ』日刊工業新聞社（1999 年）

川本明、岩崎友彦、酒井重人、勝山正昭、籠屋邦夫著「電力自由化シリーズ 新展開電力ビジネス」日本電気協会新聞部（2001 年）

紺屋典子、山家公雄、西村陽、姫野泰光、佐藤貞著「電力自由化シリーズ 金融技術と電力」日本電気協会新聞部（2001 年）

森田隆大、橋本尚人、圓尾雅則、木下雄治著「電力自由化シリーズ 新展開電力ビジネス」日本電気協会新聞部（2001 年）

Pricewaterhouse Coopers「Power Deals Annual Review」（各年版）

「京都議定書目標達成計画」（2005 年）

海外電力調査会「欧州・米国電気事業の最近の動向」（各年版）

経済産業省資源エネルギー庁編「原子力立国計画 日本の選択」日本電気協会新聞部（2006 年）

第Ⅲ章

ピート・V・ドメニチ著 藤家洋一監訳 石井保、出澤正人、村田貴司訳「ブライター・トゥモロー 原子力新時代の幕開け」ERC 出版（2005 年）

中津孝司著「エネルギー資源争奪戦の深層 ―国際的エネルギー企業のサバイバル戦略―」創成社（2005 年）

谷口正次著「入門資源危機 ―国益と地球益のジレンマ―」新評論（2005 年）

熊崎照著「天然ガス新展望 ―21 世紀のガス体エネルギー―」オイル・リポート社（2005 年）

浜松照秀著「誤解だらけのエネルギー問題」日刊工業新聞社（2006 年）

山家公雄著「エネルギー・オセロゲーム 独占時代の終焉」エネルギーフォーラム（2006 年）

大澤正治著「エネルギー社会経済論の視点 問い直すエネルギーの価値」エネルギーフォーラム（2005 年）

石炭エネルギーセンター「コールノート」（各年版）

石油鉱業連盟編、石油天然ガス・金属鉱物資源機構編集協力「石油・天然ガス開発資料 2005」石油通信社（2006 年）

BP「BP 統計」（各年版）

エネルギー総合工学研究所「新エネルギーの展望 バイオマスエネルギー」（2006 年）

- エネルギー総合工学研究所「新エネルギーの展望 風力発電 一再改定版」(2004 年)
- エネルギー総合工学研究所「新エネルギーの展望 太陽光発電 一再改定版」(2005 年)
- エネルギー総合工学研究所「新エネルギーの展望 燃料電池 一再改定版」(2006 年)
- OECD・IEA 「WORLD ENERGY OUTLOOK」(各年版)
- OECD・IEA 「OIL INFORMATION」(各年版)
- OECD・IEA 「ELECTRICITY INFORMATION」(各年版)
- OECD・IEA 「COAL INFORMATION」(各年版)
- OECD・IEA 「GAS INFORMATION」(各年版)
- OECD・IEA 「ENERGY PRICES & TAXES」(各号)
- 電気事業連合会「電気事業における環境行動計画」(各年版)
- 海外電力調査会「海外電気事業統計」(各年版)
- 海外電力調査会「海外諸国の電気事業」(各年版)
- エネルギー政策研究会編著「電力ビジネス事典 改訂版」エネルギーフォーラム (2004 年)
- 電気新聞「原子力ポケットブック」(各年版)
- 日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向」(各年版)
- 東京電力「原子力発電の現状」(各年度版)
- 経済産業省「原子力 2005」(2005 年)
- J. M. Griffin and S. L. Puller 「Electricity Deregulation」 The University of Chicago Press (年)
- Edison Electric Institute 「Financial Review 2005 Plus 2006 Developments」(2006 年)
- FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION 「Mandatory Reliability Standards for the Bulk-Power System」(2006 年)
- ESKOM 「Annual Report」(2006 年)
- Energy Information Administration 「Electric Power Annual 」(2006 年)
- World Energy Association 「The New Economics of Nuclear Power」(2005 年)
- G・サローナー、A・シェパード、J・ポドルニー著 石倉洋子訳「戦略経営論」東洋経済新報社 (2002 年)
- 経済産業省編「エネルギー白書」ぎょうせい (各年版)
- 内閣府「経済財政白書」ぎょうせい (各年版)
- 経済産業省編「通商白書」ぎょうせい (各年版)
- 内閣府経済社会総合研究所「経済要覧」(各年版)
- EDMC 編「エネルギー・経済統計要覧」(各年版)
- 社団法人海外電力調査会「海外電気事業統計」(各年版)
- マッキンゼー・アンド・カンパニー／ティム・コラー、マーク・フーカート、デイビット・ウェッセルズ著 本田桂子
監訳 天野洋世、井上雅史、混同将士、戸塚隆将訳「企業価値評価 上・下」ダイヤモンド社 (2006 年)
- エネルギー関連産業のアジア展開に関する研究会「エネルギー関連産業のアジア展開について 中間報告」(2005 年)