

GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS ADMINISTRATION

**KOBE UNIVERSITY**

ROKKO KOBE JAPAN

Current Management Issues

# 専門職学位論文

## 不確実性下の発電設備の価値評価

平成 16 年 8 月 21 日

神戸大学大学院経営学研究科

伊藤嘉博研究室

現代経営学専攻

学籍番号 038 B 226 B

氏名 澤田 明宏

# 不確実性下の発電設備の価値評価

氏名 澤田 明宏

## 目次

第1章	はじめに	1
1-1	問題の所在と研究目的	1
1-2	本論文の構成	3
第2章	電力自由化を取り巻く経営環境の変化	5
2-1	電力自由化の経緯	5
2-2	卸電力取引市場の創設	6
2-3	電力事業における不確実性の増大	9
第3章	発電設備の価値評価	11
3-1	DCF法による事業価値評価	11
3-2	モンテカルロDCF法による事業価値評価	12
3-3	リアル・オプションを活用した事業価値評価	14
3-4	電力事業へのリアル・オプション適用	17
3-5	リアル・オプションを活用した火力発電設備の価値評価	18
3-6	リアル・オプションの計算モデル	20
3-6-1	ブラック＝ショールズ・モデル	20
3-6-2	Margrabeモデル	21
3-6-3	スパークスプレッド・オプション	23
3-7	火力発電設備価値の計算	23
3-8	原子力発電設備の価値評価	25
3-8-1	電力自由化と原子力について	25
3-8-2	原子力発電設備価値の計算	26
3-9	本論文の事例について	27
第4章	事例のモデル	29
4-1	研究対象とする発電設備について	29
4-2	価値評価の対象とする発電設備のモデル	29
4-2-1	「モデル試算による各電源の発電コスト比較」について	29
4-2-2	価値評価の対象とする発電設備のモデル	31

4-3	電力価格の前提 .....	31
4-4	その他の仮定 .....	32
第5章	各評価手法による発電設備の価値評価 .....	34
5-1	D C F法による原子力発電設備の価値評価 .....	34
5-1-1	計算モデル .....	34
5-1-2	入力変数 .....	34
5-1-3	計算結果 .....	34
5-2	D C F法による火力発電設備の価値評価 .....	35
5-2-1	計算モデル .....	35
5-2-2	入力変数 .....	35
5-2-3	計算結果 .....	35
5-3	モンテカルロD C F法による原子力発電設備の価値評価 .....	36
5-3-1	計算モデル .....	36
5-3-2	入力変数 .....	37
5-3-3	計算結果 .....	37
5-4	モンテカルロD C F法による火力発電設備の価値評価 .....	38
5-4-1	計算モデル .....	38
5-4-2	入力変数 .....	38
5-4-3	計算結果 .....	38
5-5	リアル・オプションによる火力発電設備の価値評価 .....	39
5-5-1	計算モデル .....	39
5-5-2	入力変数 .....	39
5-5-3	計算結果 .....	40
5-6	発電設備の価値評価結果 .....	40
第6章	結論 .....	43
6-1	まとめ .....	43
6-2	今後の課題 .....	44
<参考文献>	.....	46

## 第 1 章 はじめに

### 1-1 問題の所在と研究目的

わが国の電力事業分野において、国民利益の増進を目指した電力制度改革が進められている。いわゆる電力自由化である。卸分野の自由化に加え、小売分野でも部分的な自由化が進められており、既存電力会社の地域独占状態は崩れている。具体的には、使用最大電力が原則 500kW 以上の顧客に対して、競争を通して決定される料金により電力の販売が行われている。この自由化対象となっている範囲は、既存電力会社が販売していた電力量の約 4 割に相当する部分である。そして、2005 年 4 月以降、この範囲はさらに拡大し、約 6 割に相当する全ての高圧需要の顧客が自由化対象となる予定である。将来的には、自由化で先行する欧米諸国の動向を参考にしながら、自由化の動きは進んでいくものと思われる。

電力制度改革の主要な項目の一つとして、電力取引市場の創設が挙げられる。欧米諸国では既に多くの電力取引市場が存在しており、日本でも、2005 年 4 月から私設・任意の全国規模の卸電力取引所が創設され、取引が開始されることになっている。株式などの金融市場や様々な商品市場、穀物市場と同様、電気も市場で売買されるようになる。このことが意味する最も重要な点は、電気に市場価格が出来るということである。そして、これは、将来の電力価格が非常に不確実なものになるということを示している。多数のプレーヤーの参加により、電力価格は需給関係に従って、つまり市場メカニズムに従って価格形成がなされる。電力価格は今後、電力事業者のコントロールが効かないところで決まる可能性が出てきた。

本業比率が高く、収入のほとんどを電力事業から上げている既存電力会社にとって、電力価格の不確実性は企業経営に大きな影響を及ぼすだろう。例えば、大規模発電所の建設や送電線の建設は、これまでと違って投資資金の確実な回収が保証されなくなった状況では、非常にハイリスクな意思決定となる。従って、適切な意思決定を行うためには、将来の電力価格やコストの不確実性を考慮した正確なプロジェクト価値評価が求められる。

同時に、電気に市場価格が出来ることにより、電力取引市場に参加する各プレーヤーは、発電所毎の市場価値を時々刻々と定量的に弾き出すことが可能となる。そして、市場メカニズムの下では、長期的に価値の低い、競争力のない発電所は淘汰され、市場から退出していくことになる。逆に、市場における電力価格の変動に対

応して、保有する発電所を適切に運用していくことで、より大きな利益機会を見つけることが出来る。従って、電力会社は、発電所の適切な運用方法を見極め、それによって得られる利益機会を正しく評価する必要がある。

このように、今後の電力会社では、電力価格やコストの不確実性を考慮し、その不確実性に柔軟に対応した意思決定が重要になる。この認識より、今後の電力事業経営にリアル・オプションなど従来の手法とは異なる事業価値評価手法を適用する可能性が指摘される。特に、リアル・オプションは、正味現在価値法に代表されるこれまでの事業価値評価手法では考慮できなかった将来の不確実性とその不確実性に対応した経営の持つ柔軟性の価値を評価できる手法だからである。

電力事業経営へのリアル・オプション適用に関しては、自由化が進むアメリカで多くの研究が蓄積されてきた。ここ数年、具体的な事例を使って火力発電設備の価値評価を行った先行研究がいくつか見られる。このような研究の進展と連動して、経営の現場でも、投資の意思決定に際しリアル・オプションが実際に活用され始めている。

しかしながら、日本においては、自由化の歴史が浅いこともあり、2000年に始まった小売の部分自由化前後からようやく、リアル・オプションが注目され始めたというのが現状である。そして、具体的な事例を使って設備価値評価を行った研究はごくわずかしかない。特に、電力取引市場創設を前提に、電力価格の変動に柔軟に対応できる発電設備とそうでない発電設備の価値を比較・分析する本論文は、初めての試みであると言える。本論文は、リアル・オプションが電力事業だけでなく、その他の事業も含め普遍的に経営に役立てられるのかも考察する。

一方、電力自由化に関する議論の中で、大きな論争的となっていることの一つに、原子力発電のあり方を巡る議論がある。大規模な設備投資と長期固定的な運用を特徴とし、ベースロードの主要な役割を担う原子力発電設備は、電力自由化の下で、もはや新設されないのではないかという意見も多い。

多くの電力事業関係者が漠然と抱いているこのような認識とは反対に、原子力発電は他の発電形態に比べて最も経済性に優れているという報告が、国や電力業界側から出されている。エネルギーセキュリティや地球環境保全等の観点から、原子力発電の重要性は認められるべきである。ただし、電力自由化が進む中、電力事業者は市場メカニズムに従った経営を行っていくことになる。これは、電力事業者が、

経済性の面から発電設備を選択するということの意味する。それでは、一体、日本において原子力発電は経済性の面で競争優位にあるのだろうか。今のところ、二分された議論に結論は出ていない。

そこで、電力取引市場が創設された状況の下で、原子力発電設備を新設した場合の価値を評価し、原子力以外の発電設備が持つ価値と比較することで、今後の電力事業経営ならびに日本の原子力行政にとって、新たな視点を提供することができると考えられる。

以上のような認識より、本論文は、電力価格やコストの不確実性が存在する状況下で、リアル・オプションなど従来の手法とは異なる事業価値評価手法を適用した発電設備の価値評価を行う。具体的な対象事例として、変動する電力価格に対して柔軟な運用が可能な火力発電設備と、運用の柔軟性を持たない電源である原子力発電設備の価値評価を行い、比較・分析する。そして、今後の電力事業経営においてどのような価値評価手法を用いることが適切であるかについて考察する。併せて、電力自由化下における原子力発電設備の新設の可能性について考察する。

今後の電力事業経営にふさわしい事業価値評価手法を検討する本研究は、大規模設備投資だけでなく、大小さまざまな個々のプロジェクトに対しても、より適切なプロジェクト評価を行い、より優れた意思決定を行うことに資すると思われる。また、電力自由化の進展と電力事業のグローバル化の中で、欧米諸国のように発電設備の売買が盛んに行われる日がやってくるかもしれない。そのような時に、本研究で行う分析は、より正確な設備価値評価を行うことに資すると思われる。

## 1-2 本論文の構成

本章に続く第 2 章では、本論文の背景となる電力事業の現状について説明する。本論文の分析の元となる 2005 年以降の制度について卸電力取引市場を中心に説明し、経営環境の変化とともに求められる事業価値評価が従来と変わってきたことを述べる。

第 3 章では、事業価値評価の手法を説明し、今後の電力事業経営にふさわしい事業価値評価を検討する。事業価値評価の手法として、伝統的評価手法とされる DCF 法、不確実性を考慮するために DCF 法を拡張させたモンテカルロ DCF 法、不確実性に対応する経営の柔軟性を考慮するリアル・オプションの 3 手法を説明する。



また、電力取引市場が創設された後、火力発電設備と原子力発電設備それぞれの価値評価にふさわしい手法について述べる。

第4章は、本論文がとり上げる事例のモデルを説明する。まず、事例とする発電設備に関して、設定した規模やコストなどの仮定について説明する。次に、その他の外部環境に関して、設定した電力価格、燃料価格、割引率等の仮定について説明する。

第5章では、第4章で設定したモデルを対象として、具体的な発電設備の価値評価を行う。原子力発電設備については、DCF法とモンテカルロDCF法の2つの手法で価値評価を行う。火力発電設備については、DCF法、モンテカルロDCF法、リアル・オプションの3つの手法で価値評価を行う。

第6章は、本論文の結論として、全体をまとめた後、今後の課題を述べる。

## 第2章 電力自由化を取り巻く経営環境の変化

### 2-1 電力自由化の経緯

日本で電力制度改革、いわゆる電力自由化が進められて10年近くになる。1995年4月、31年ぶりとなった電気事業法の改正がその始まりとなった。そして、この時の最大の改革が、I P P<sup>1</sup>入札制度である。これは、既存電力会社が電力の供給を募集し、I P Pへの入札参加希望者がそれに応札して、電力会社が価格と諸条件によって落札者を決め、I P Pと長期の電力売買契約を結ぶ制度である。制度発足以来、数度にわたる入札の結果、日本全体で600万kW<sup>2</sup>以上の新規電源が落札される等、多くの企業がわが国の電力ビジネスへ参入することになった。ただし、この制度改革は、長らく続いた旧来の電気事業制度に風穴を開けたという点では大きなインパクトがあったものの、自由化という意味では、卸発電市場に限られた、それも極めて限定的な条件での自由化であった。

続いて、小売分野にまで広げられた制度改革が、2000年3月から始まった小売の部分自由化である。自由化の範囲としては、全電力需要量の約3割程度だったものの、顧客が自由に電力会社を選べるようになったという点で、電力事業が本格的な競争時代を迎えることになった制度改革であった。

そして、2004年から2005年にかけての新たな制度改革が、2003年6月に改正された電気事業法において定められた。今回の制度改革の主な点は以下の通りである。

小売自由化範囲の拡大

全国的系統利用の促進（振替料金制度の変更）

ネットワーク部門の公平性・透明性の確保（中立機関の設立、行為規制の実施）

卸電力取引市場の創設

これらの具体的な内容については、専門的な背景知識が必要な部分があるため説明を省略するが<sup>3</sup>、それぞれの内容の大きな流れを見ると、顧客の選択（小売自由化範囲）がさらに拡大している、既存電力会社間の競争促進を図っている、公平・透明な競争のルールづくりがさらに深められている、新規参入事業者を含め

---

<sup>1</sup> I P P（インディペンデント・パワー・プロデューサー）とは、この法改正で定められた卸供給事業者を指す。

<sup>2</sup> 概ね大規模原子力発電設備4基に相当。

<sup>3</sup> 制度改革の内容については西村(2004)を参照。

た競争促進を図っている、ということが指摘できるだろう。西村(2004)は、今回の制度改正に至る自由化議論に関連して、「2000年までの自由化議論と大きく異なっているのは、『そもそも自由化是か非か』ということ自体が論点の中心だったのに対して、この時点に至って『どのような自由化を進めるのか』という論点に中心が移ってきた、という点である。同時に、以前は話題のすべてと言っても良かった『小売り自由化の範囲』よりも、『送電組織のあり方』『競争促進の進め方』、さらに言えば『改革後の電力市場をどのようにデザインするのか』がより重要な課題となった。」と述べている。

表 1：電力制度改革の推移

1995年	電気事業法改正	IPP入札制度導入 特定電気事業の創設
1999年	電気事業法改正	電力小売の部分自由化 小売託送制度の制度化 料金規制の見直し 等
2003年	電気事業法改正	小売自由化範囲の拡大 振替料金制度の変更 中立機関の設立 行為規制の実施 卸電力取引市場の創設
2005年	改正電気事業法施行	

出所) 社内資料より筆者作成

以上、日本の電力自由化の経緯をまとめたのが表 1 である。本論文は、2005年の改正電気事業法施行後の制度を元にした分析を行っている。

## 2-2 卸電力取引市場の創設

以上のような経緯、背景の中で、卸電力取引市場が 2005 年 4 月に創設されることとなった。本論文は、卸電力取引市場が創設され、電力が市場で売買される世界における発電設備の価値について論じることから、本節で卸電力取引市場について

若干の説明を行う。

2005年4月に取引を開始する取引所は、法的には、「有限責任中間法人 日本卸電力取引所」として設立され、電力会社、PPS<sup>4</sup>、自家発電事業者、卸電気事業者等取引への参加が予想される19社が参加している。実際に取引が開始されなければ、どの程度の売買量や価格になるかははっきりしないが、少なくとも2005年4月から取引所で決まった価格が何らかの形で電気の購入者全体に知らされ、その水準は実際の電気の売買のほとんどを占める電力会社と顧客の相対契約の料金水準にも、少なからぬ影響を与えるものと予想される。(西村(2004))

このように、電力取引市場ができれば、市場における電力価格は、基本的に需給バランスによって決まる<sup>5</sup>。自由化前の総括原価主義<sup>6</sup>時代の料金設定とは全く異なる価格決定システムに移行する。そして、多数の参加者からなる市場では、電力価格は一事業者がコントロールできない不確実な動きを見せることになる。これは株式市場に代表される多くの取引市場における価格の動きを見れば容易に想像できる。

ただ、電力は貯蔵ができず、生産と消費が同時に起こるなどの特徴から、一般の商品取引市場とは異なる面も多い。また、自由化を進める海外諸国での様々な歴史的背景から、電力取引市場は国によって様々な形態をとっている。ここでは、電力取引市場に関して本論文に必要となる点をいくつか補足的に説明する。

まず、電力取引市場で売買される電気には、様々な種類がある<sup>7</sup>。そのうちの一つは、エネルギー源としての電力を売買する市場である。電力取引市場という名前から最も一般的に想像されるものである。この種の市場には、前日市場、リアルタイム市場等がある。リアルタイム市場とは、前日市場により想定された負荷と当日の実際の負荷との乖離を調整する取引当日の市場である。ほとんどの取引市場で、これら二つの市場が置かれている。本論文の事例で想定するのは、前日市場における

<sup>4</sup> PPS (パワー・プロデューサーズ・アンド・サプライヤーズ) とは、2000年3月以降の部分自由化により電気の小売供給を行う新規参入事業者のことである。

<sup>5</sup> ただし、予定されている電力取引市場が正しく機能するかどうかは、既存電力会社の行動(どの程度の“玉出し”をするかなど)に大きく依存する制度となっており、実効性に対する疑問の声もある。

<sup>6</sup> 能率的な事業経営を条件としたうえで、電気の供給に必要な全ての費用に一定の報酬を加えたものを「総括原価」という。電気料金は、利潤をあらかじめ適正な水準(公正報酬)に定めて算定される。

<sup>7</sup> ここに挙げる他、周波数制御など電力の信頼性・安全性の確保に必要なアンシラリー・サービスを扱う市場、供給事業者が発電設備容量義務を果たすために発電設備をクレジットとして取引する容量市場、さらに前日市場から発生する混雑料金を、その保有量に応じて払い戻すことのできる送電権市場などがある。

電力価格である。

ちなみに、これらの市場は、電気の受け渡しを伴う物理的な取引を行う市場と金融的な取引を行う市場に大別できる。金融的な市場では、先物やオプション取引が行われている。

矢島(2004)は、表2の通り、リアルタイムの電力取引に至る相対的な時間に基づき、卸売市場を類別している。

表2：卸売市場における市場の種類

長期の先渡し市場 長期の先物市場	スポット価格のリスクに対するヘッジのための長期市場。先渡しは、受渡しを伴う現物取引。先物は、通常取引所で繰り返し取引される金融取引である。
長期の送電権市場	送電線の利用から生じる混雑レントの支払いを受け取る権利（金融的送電権）または送電容量を優先的に利用する権利（物理的送電権）に関する長期のオークション市場（例えば、年間）。
前日の先渡し市場 1時間前の先渡し市場	ユニットの最終的な発電計画を事前に決定する市場。
短期の送電権市場	上記送電権の短期のオークション市場（例えば、月間）。
アンシラリー・サービス市場	システムの安定性・信頼性を確保するための系統運用・制御のためのアンシラリー・サービス調達のための市場（例えば、周波数制御や予備力）。
リアルタイム（バランシング）市場	ユニットの最終的な発電計画を決定する市場。

出所）矢島(2004)を元に筆者作成

その他、注意すべき点は、卸電力取引所における電力卸価格が必ずしも自由化や卸電力取引市場創設に伴って低下傾向を見せているわけではないことである。

イギリスでは横ばい、オーストラリア、ニュージーランドの取引所でも、取引価格が明らかに低下しているという傾向は見られない。自由化が比較的順調に行われ

ているとされる PJM<sup>8</sup>の取引所でも、価格は下落しているわけではない。また、米国カリフォルニア州の取引所での取引価格は、2000年8月には前年同月比で5倍、2000年12月には10倍に高騰するという結果を示している（南部(2003)）。

特に、カリフォルニア州の例は、カリフォルニアの電力危機として広く知られる。

最後に、代表的な電力取引のモデルを説明する。一つがプールモデル、もう一つが相対取引モデルである。プールモデルとは、多数の参加者からなる発電事業者側と電力購入側の入札によって価格が決定し、取引を行う形態である。一方の相対取引モデルは、その名の通り発電事業者と顧客の1対1の相対契約による取引である。現在の日本はこの形態を採っている。この場合、新規参入事業者は発電した電力を既存の電力会社の送配電線を通して自らの顧客に送るため、電力の「託送」制度が必要となる。

以上から、現在、世界の電力取引のモデルは3つに類型化できる。すなわち、プールモデル(この場合を「強制プール」と呼ぶ)、相対取引モデル、プールモデル(この場合を「任意プール」と呼ぶ)と相対取引モデルの併用である。そして、世界的な流れとして、強制プールの失敗が明らかになり<sup>9</sup>、任意プール+相対取引の併用モデルが主流になってきている。2005年4月の卸電力取引市場創設以降は、日本も任意プール+相対取引の併用モデルを採ることになる。先に述べたように、電力取引市場においてどの程度の売買量や価格になるかまだはっきりしないが、市場における電力価格が相対契約の料金水準に影響を及ぼすことは間違いないだろう。

### 2-3 電力事業における不確実性の増大

以上のように、電力価格は、総括原価主義に基づく政府の認可料金体系から、市場における自由な価格づけの体系へと変わっていくであろう。今後も電力契約の太宗を占めると予想される相対契約も相手との交渉により自由に料金が決定されるので、市場における電力価格は重要なシグナルとなろう。

このことを電力事業者の側から見れば、将来の電気料金収入によって投資費用の回収が保証されていた時代から、投資費用を回収できる保証がない時代が変わるの

---

<sup>8</sup> 米国北東部に位置する独立系統運用事業者で、Pennsylvania, New Jersey, Marylandの3州の頭文字から命名されている。

<sup>9</sup> 自由化当初以降のイギリスや、事実上強制プールの側面が強かったカリフォルニア州の失敗例がある。

である。つまり、電力価格が不確実になることにより、電力事業者の収入も不確実になる。電力事業経営には、以前から様々な不確実性が存在していた<sup>10</sup>ものの、企業経営の根幹となる収入に関して、不確実性が決定的に増大することになる。

したがって、今後の電力事業においては、電力価格の不確実性を考慮した経営が求められる。企業が実施する一つ一つの投資案件について、その案件が抱える不確実性を把握し、事業価値評価することが重要である。特に、巨額の投資を必要とするようなプロジェクトは、経営の根幹を揺るがしかねないだけに、十分に慎重かつ正確な事業価値評価が必要である。そのような大プロジェクトは、キャッシュの回収に長期を要するものであり、不確実性はさらに大きい。

将来を予測することは難しい。しかし、難しいからと言ってよく分からないでは済まされず、そのよく分からないさまに対処することが重要である。よく分からないということを考慮に入れた事業価値評価が求められるのである。本論文の目的の一つはこの点にある。

次章では、いくつかの事業価値評価の手法を説明し、今後の電力事業経営にふさわしい事業価値評価を検討していく。

---

<sup>10</sup> 過去の各時代において、環境リスク、燃料高騰のリスク、立地に関するリスクなどがあった。

### 第3章 発電設備の価値評価

#### 3-1 DCF法による事業価値評価

事業価値を評価する手法はいくつかの種類があり、その代表的なものとしてDCF法がある。ファイナンスの研究が盛んなアメリカでは、多くの大企業においてDCF法を活用した経営が浸透している。一方、日本では、投資金額を何年で回収できるかを示す回収期間(Payback Period)法<sup>11</sup>が多くの大企業で使用されている。回収期間法は、考え方が分かりやすく、計算も簡単であるという長所がある反面、将来生み出されるキャッシュフローの現在価値に焦点が当てられていないという点が最大の問題点である。なお、ファイナンスの教科書などでは、近年注目されてきたリアル・オプションと対比して、DCF法を伝統的評価手法として位置づけている。

DCF法とは、将来その事業が得るであろう各年のキャッシュフローを、資本コスト(割引率)で割り引いて各年における現在価値として計算し、それらを足し合わせることによって、現時点での事業価値を求める方法である。Discounted Cash Flowの頭文字をとったその名のとおり、キャッシュフローの割引現在価値を求める手法である。DCF法は、1970年代にファイナンスにおけるモダン・ポートフォリオ理論の確立と実践が本格的になされた後、アメリカでは80年代から90年代以降広く使われるようになった。

以下に、DCF法による事業価値の算出方法を示す。

$$\text{事業価値} = \frac{CF_1}{(1+k)} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \dots = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad \dots (1)$$

ここで、

CF<sub>t</sub> : キャッシュフローの額

k : 割引率

t : 時間(年)

求めなければならない数値の一つは、将来にわたる毎年のキャッシュフローである。これは、その事業の過去の財務実績、将来の事業計画、業界内の競争環境、景気動向などの社会環境などを考慮し予測する。

<sup>11</sup> 詳細は、井手正介，高橋文郎(2000)を参照。



さらに必要となる数値は、(1)の分母にある割引率である。割引率は、事業の必要収益率と言い換えることが出来る。企業は、資金を提供してもらった債権者に利子を支払った上で、株主が要求する水準以上の収益を上げることを期待されている。株主価値の創造、企業価値の創造とは、企業がこの期待に応えることを意味する。ファイナンスの理論では、このような価値創造のために必要とされる投資の必要収益率を「資本コスト」と呼ぶ。従って、資本コストは、債権者の必要収益率（負債コスト）と株主の必要収益率（株主資本コスト）を加重平均することで推計され、加重平均資本コストとも呼ばれる。

資本コストは、別の見方をすれば、リスクフリーレートにリスクプレミアムを加えた期待収益率であると捉えることも出来る。しかし、加重平均資本コストの推計あるいはリスクプレミアムの推計は、いくつかの推計方法があると同時に、そもそもこれをどう推計すればよいかについてさえ定説がない。

DCF法による事業価値の計算で最後に必要な数値は、時間である。プロジェクトであれば、そのプロジェクトが終了するまでの期間である。永続的に続く事業であれば、時間に限りがないため、一定期間後の価値は残存価値として計算される。

### 3-2 モンテカルロDCF法による事業価値評価

いずれの事業価値評価手法についても長所と短所が存在するように、DCF法についてもいくつかの問題点を指摘できる。まず、毎年のキャッシュフローについて、現在手に入れることが可能な情報だけを頼りにどの程度正確な将来予測ができるかという問題がある。現実の世界は、不確実性に満ちている。現在入手可能な情報を元に将来を正確に予測することは、ほとんどの場合無理であろう。しかし、DCF法では、将来をある一定のシナリオに固定して事業価値を導き出す。ある一定のシナリオにより導き出された事業価値では、時間とともに変化する経営環境を反映した将来の事業価値の動きを見過ごしてしまう。不確実性を考慮できないのである。

また、不確実性に満ちた経営環境に対応するため、企業は元の計画を変更するなど、柔軟な意思決定を行うものであるが、DCF法ではこのような現実の経営の姿を反映できない。将来は不確実なので、現時点で予測したシナリオどおりに進まない可能性が十分考えられる。そのため、現実の経営では、数ヵ月後や1年後といった特定の未来において、複数の意思決定の選択肢があり、その時点の経営環境に応

じて一連の意思決定を下していくものである。しかし、DCF法では、現時点での一つのシナリオに固定して計算が行われる。経営陣が一度行った意思決定は、二度と覆されないという前提を置いているのである。逆に言えば、一度行った意思決定に対し、その後計画を変更したり、中止したりという選択肢がない事業を評価する場合には有効な手法である。

最後に、前節で少し触れたが、資本コストに関する問題点がある。資本コストの算定方法に関して、どの数字をとってくるか、どの範囲で数字をとるかなどにより計算結果が大きく変わってしまう。具体的には、資本構成をどう決定するか、（ベータ）と呼ばれる市場リスクの値をどう定めるか等の問題がある。このことは、DCF法による企業価値算出において、計算する人間の恣意性が入り込む余地があることを表している。

以上3点のうち、最初の不確実性を考慮できないという問題点に対応する試みとして、モンテカルロ・シミュレーションとDCF法の結合がある。一般に、モンテカルロDCF法と呼ばれる手法である。小林(2003)によれば、これは、不確実性のある経営環境に対し、それぞれの不確実要因について確率分布を推定し、それらの確率分布からランダム・サンプリングを行い、キャッシュフローの計算を繰り返す行うものである。何らかの確率分布を定義したそれぞれの事象に対し、数千から数百万回のシナリオをコンピューターに計算させ、事業価値の予測を行う。

また、マン(2003)は、「(DCF法では)単一の時点についての推定結果しか得ることができない。そのため、予測キャッシュフローに影響を与える将来の事象が極めて不確実であるという事実を考えれば、その信頼性は微々たるものである場合が多い。そこで、特定のプロジェクトの実際の価値をより正確に推定するために、モンテカルロ・シミュレーションを行うことが考えられる。」と述べている。

モンテカルロDCF法により、事業が抱えるリスクをうまく管理することが出来る。例えば、異なる二つのプロジェクトに対し、単にDCF法で計算される事業価値の期待値を比べるだけでなく、それぞれが持つリスクの大きさを考慮に入れて比較した意思決定が出来るようになる。期待値は低いリスクも少ない事業か、期待値が大きくリスクも大きい事業か、企業は自社の経営体力や経営方針を基に、どちらを選ぶか決定することになる。

他にも、モンテカルロDCF法により、「損失の出る確率は何%くらいとなる」

や「何%の確率で事業価値は何億円を下回る」というようなリスクの管理方法が可能である<sup>12</sup>。本論文では、この方法を使い、5%の確率である値以下となるような事業価値の水準を求める。具体的な計算は「クリスタルボール<sup>13</sup>」というソフトを使用した。

ただし、モンテカルロDCF法は、計算される事業価値を確率的に捉えることが出来るため、より良い意思決定に資するというメリットがあるものの、DCF法が抱えるその他の問題点を根本的に解決するわけではない。

### 3-3 リアル・オプションを活用した事業価値評価

前節で述べたように、将来に不確実性があり、その不確実性に柔軟に対応していけるような事業の価値を評価する場合、DCF法には限界がある。企業にとって、正確な事業価値評価が出来ないことは、正しい意思決定が出来なくなることにつながる。この限界に対し、不確実性下における経営の柔軟性を考慮する手法として、リアル・オプションと呼ばれる手法が注目されている。

小林(2003)によれば、リアル・オプションは、研究開発、設備投資、M & Aなどのいわゆる実物資産に対する投資に、金融オプションの考え方と計算手法を適用する手法である。リアル・オプションは、近年、柔軟性を考慮に入れた経営戦略上の新しい視座を切り開く分析手法として注目、期待されている。

まず、金融分野におけるオプションの意味について、山口(2002)では、「オプションとは、一般的には「選択」を意味し、ファイナンスの分野における定義として、典型的には、

- ・ 将来のある時点またはある時点までに、
- ・ あらかじめ決められた量、種類の資産を、
- ・ あらかじめ定められた条件に基づく価格で、
- ・ 買うまたは売るかどうかを
- ・ 選択する権利

を意味する」と説明されている。

---

<sup>12</sup> これは、VaR(Value at Risk)と呼ばれるリスク管理手法である。最大限でどれだけの損失を覚悟しておけば良いのかといった分析に使われる。

<sup>13</sup> モンテカルロ・シミュレーションの具体的な計算は、エクセル上で乱数を発生させて計算を行う方法があるが、当ソフトを用いれば簡単にシミュレーションが出来る。

一方、現実世界では、企業は様々な投資機会の中から最適な意思決定を求めて日々決断を下しており、これは言うなれば、意思決定に関するオプションを持っていると捉えることが出来る。この共通性が、企業経営に金融オプションの考え方と計算手法が適用され得るゆえんである。厳密には、現実の世界においては考慮すべき多くの複雑な要素が入り込むため、ファイナンス分野におけるオプション理論が単純に成立するわけではない。しかしながら、リアル・オプションは、企業が意思決定に関するオプションを持っていると捉えることにより、DCF法に代表されるこれまでの伝統的な価値評価手法が抱えていた問題の一部を克服する手法である。

	金融分野	金融分野以外
市場取引あり	(a) 株式、債権等のオプション等	(b) 穀物、金属、燃料取引等
市場取引なし	(c) 転換社債の転換権、ローン繰上返済権等	(d) 狭義のリアル・オプション

出所) 山口浩(2002)をもとに筆者作成

図 1 : オプションの分類とリアル・オプション

図 1 は、山口(2002) を元に作成したものである。オプションと呼ばれるものを、金融分野におけるものとそれ以外のもの、そして、市場で取引される(またはされる)ものとそれ以外のものという 2 つの分類軸で分けている。狭義のリアル・オプションは、図の通り、(d)に相当する部分である。日本で出版されているリアル・オプションを解説する文献では、普通、この(d)の部分に焦点を当てた説明がなされている。また、広義のリアル・オプションは、(a)以外の部分であるとされる。本研究において対象としているのは、(b)に相当する。すなわち、電力という市場取引が

ある（或いはされうる）商品で、かつ金融商品ではない財が対象である。日本での電力分野におけるリアル・オプションに関する先行研究は、例えば、発電設備の投資意思決定に関する研究など、(d)に相当する部分を中心に見受けられる。アメリカでの研究例では、(d)とともに、(b)の部分に当たる研究もなされている。

金融オプションにおける最も基本的なタイプのオプションについて、その価格を計算するためには、原資産価格、権利行使価格、権利行使期間、ボラティリティ、リスクフリーレートの5つの変数が基本的に必要である。現実の世界では、金融オプションの理論が単純に成立するわけではない。そのため、リアル・オプションの計算において、それらの変数をどう設定するかが問題となる。特に、狭義のリアル・オプションの計算でしばしば最も困難な問題とされる点が、ボラティリティの推計である。しかし、上図の(b)に相当する分野では、商品が売買される市場が存在しているので、市場での取引実績からボラティリティを推計することが可能である。リアル・オプションによる価値評価がふさわしい分野であると言える。

オプション価値を計算するために、いくつかの手法が使われる。その代表的なものの一つは、ブラック＝ショールズ・モデルとその改良型に代表されるような解析型方程式である。そしてもう一つに、二項モデルや三項モデルなどのバイノミアル・モデル (binomial option pricing model) がある。これらについて、マン(2003)は、「ブラック＝ショールズ・モデルに代表される解析型解法とは、入力する仮定の値が揃っていれば計算式により、解が得られるというものである。これらの解法は、正確・迅速で、ある程度のプログラミングの知識があれば容易に実行できる。」というメリットを指摘した上で、「これらは、極めて限定的な前提を必要とするため、モデルの柔軟性に欠ける、すなわち応用できる問題に限られることはいなめない。」という問題点を述べている。一方、バイノミアル・モデルのうち最も一般的に使用される二項モデルについて、「二項格子は、計算に手間取ることはあるものの、組立てそのものは簡単で、シンプルな代数知識があれば十分である。さらに、二項格子は非常に柔軟なので、容易に微調整を加えて、ほとんどのタイプのリアルオプションの問題に対応することができる。」としている。

先に説明したように、一般的に考えられているリアル・オプションは、図1の(d)に相当する部分が多い。例えば、ある研究開発投資を今始めるか、それとも先行きの需要をもう少し見極めてから本格的な研究開発投資に移るかといった経営の選択

肢の価値を評価する場合である。このような場合、オプション価値の計算のためにブラック＝ショールズ・モデルに代表されるような解析型方程式を使用することは適当ではない。なぜなら、上例のような現実の世界では、権利行使期間を一つの値に限定できることはほとんどあり得ないからである。また、現実の世界は、複数のオプションが組み合わさっていると考えるのが適当であり、一つの方程式ではそれを表現できない。そのため、現実世界を、バイノミアルツリーを展開していくことによって表現するのが適切な方法であると考えられる。

一方、本研究において計算対象とするのは、図1の(b)に相当するオプションである。ここでは、市場が現実存在するので、オプション計算に市場での取引を前提とすることで、ブラック＝ショールズ・モデルに代表される解析型方程式の使用が可能となる。

#### 3-4 電力事業へのリアル・オプション適用

前章で述べたとおり、電力事業において不確実性が高まっている。もし、電力会社が不確実な経営環境に対して柔軟な意思決定を行えるならば、リアル・オプションを活用した事業価値評価が求められるであろう。そのような場合、従来のDCF法による価値評価に頼れば、経営の柔軟性が持つ価値を評価できず、事業価値を過小評価してしまう恐れがある。もちろん、不確実な経営環境に対して柔軟に対応できないような事業であれば、DCF法による価値評価がふさわしい。このような事業に対してリアル・オプションを活用した事業価値評価を行えば、逆に事業価値を過大評価してしまう。

本研究では、そのことを、大規模発電設備そのものの評価を具体的に計算することで、考察する。電力事業における事業価値評価としては、大規模発電設備そのものの評価以外にも、様々な事例で検討が可能である。既存発電設備の拡張や縮小、撤退に関する事業価値評価、発電設備の新規建設を延期する場合の事業価値評価、また、送電設備に関する事業価値評価、自家発電等小型電源に関する事業価値評価などが考えられる。

しかし、2005年4月から卸電力取引市場が創設され、市場価格を使った発電設備の価値評価が可能となること、発電事業が電力自由化下の競争の主戦場になると予想される事業であること、大規模発電所の建設や運用が電力事業者の経営に与え

る影響は極めて大きいことなどに鑑み、取り上げる事例として、大規模発電設備そのものの事業価値評価を行うこととする。

### 3-5 リアル・オプションを活用した火力発電設備の価値評価

リアル・オプションを活用して発電設備の価値評価を行った文献は、アメリカでいくつか見られる。まず、Frayer and Uludere(2001)は、二つの火力発電設備について、リアル・オプションを用いて価値評価を行った。ピーク対応のガス火力発電設備とミドル対応の石炭火力発電設備の価値を評価し、電力価格に不確実性が存在する下で、発電設備の運用の柔軟性がいかに発電設備の価値に影響を与えるか議論している。また、事例による計算結果としての発電設備の価値とここ数年に実際にアメリカで売買された発電設備の売買金額とを比較している。なお、当論文では、事例に使用した各変数の値は示されているが、計算式および計算過程は示されていない。

Cavus(2001)も、二つの火力発電設備について、リアル・オプションを使って価値評価を行っている。ここでは、ガスタービン発電 (gas-fired turbine) とコンバインドサイクル発電 (combined-cycle gas turbine) について、それぞれDCF法とリアル・オプションを用いて価値評価を行っている。そして、いずれにおいても、DCF法による価値評価では、電力市場における不確実性を考慮できないと結論づけている。

Deng, et al. (1998) も同じく、電力価格と燃料価格の差を元にしたオプションから発電設備の価値を算出している。彼らはこの他、電力価格の地域差を元にしたオプションから送電設備の価値を算出している。なお、当論文では、オプション価値と発電設備価値の導出のための計算式は示されているが、事例に使用した各変数の値は示されていない。

これらいずれの研究においても、発電設備の価値評価の背景は共通している。それは、火力発電が技術的に柔軟な起動・停止を行えるという特徴を持つことである。

電力需要は、気温の高低などの気象条件や経済・社会活動の変化を反映して、一日のうちに大きく変化する。さらに、季節間、曜日間でも格差がある。このような時々刻々と変化する電力需要に対し、火力発電は、給電所からの指令に基づき、供給力の調整を行う役割を担ってきた。これは、柔軟な運用が可能な火力発電の特徴

によるものである。

一方、電力事業者にとって、電力取引市場で電力が売買される世界において火力発電設備を保有していることは、電力価格が高い時に発電し、電力価格が低い時には発電をストップするというような柔軟な運用ができることを意味している。これは、より正確に言うと、固定費を除いた、燃料コストを主とする変動コストを電力価格が上回った時だけ発電を行い、逆に下回れば発電を行わないという意思決定ができるということである。言い換えれば、限界収入が限界コストを上回るという条件の下でのみ発電を行うのである。

このような状況はすなわち、発電設備を保有しているということは、金融オプションの理論で言うコール・オプション<sup>14</sup>を保有していることと同様の意味を持つ。具体的には、電力会社は、ある将来時点で、電力価格( $s$ )が燃料価格( $k$ )を上回れば(ここでは便宜的に、燃料価格 = 変動コストとする。) 発電設備を稼働させる権利を持っている。そして、ある将来時点で、その条件が満たされていれば、 $k$  円で燃料を調達し、電力取引市場において  $s$  円で電力を売るという行動をとる。これは、株式市場で流通している  $s$  円の株式を、ある将来時点において  $k$  円で買う権利を持っている状況と基本的に同じ構造である。そして、電力事業者は、このようなオプションを電力取引市場における入札の時間毎に保有している<sup>15</sup>。従って、火力発電設備の価値は、設備の総運転時間にわたるこれらのオプション価値の総和になる。

上記に示した3つ先行研究はいずれも、以上の考え方に沿ってオプション価値、さらには発電設備の価値を計算している。では、具体的にこれらのオプション価値はどのように計算されるのだろうか。基本的には、株式市場で流通している  $s$  円の株式を  $k$  円で買う権利(コール・オプション)がいくらになるのか計算する方法と同じようにして求められる。そして、株式市場におけるオプション価値を計算するに当たり、現在世界の金融界で広く使用されている手法が、ブラック = ショールズ・モデルである。次節では、ブラック = ショールズ・モデルを最初に提示し、その後、発電設備の価値評価にふさわしいモデルに発展させながら具体的な計算手法を検討する。

---

<sup>14</sup> 原資産(オプションの対象となる資産)を買う権利のことをコール・オプション、売る権利のことをプット・オプションと呼ぶ。

<sup>15</sup> 本論文で事例の対象とする前日市場では、電気の売り手と買い手の需給バランスを1時間毎にマッチングさせ、各時間単位で価格が形成される。



### 3-6 リアル・オプションの計算モデル

#### 3-6-1 ブラック＝ショールズ・モデル

ブラック＝ショールズ・モデルについて、その導出過程や理論的背景を述べることは本研究の目的から離れることになるため、別に譲る。ここでは、Black and Scholes(1973)より、ブラック＝ショールズ・モデルにより導かれるコール・オプション価値 ( $c$ ) の導出式およびオプション価値算出に必要な変数を示す。

$$c = S \times N(d_1) - X \times e^{-rT} N(d_2) \quad \dots (2)$$

ここで、

$$d_1 = \frac{\ln(S/X) + (r + \sigma^2/2) \times T}{\sigma \sqrt{T}}$$
$$d_2 = d_1 - \sigma \sqrt{T}$$

であり、変数はそれぞれ、

$S$  : 原資産価格

$X$  : 権利行使価格

$\sigma$  : ボラティリティ<sup>16</sup> (収益率の標準偏差)

$T$  : 満期

$r$  : リスクフリーレート

さらに、

$N(\cdot)$  : 標準正規分布の累積密度関数

を表している。

ブラック＝ショールズ・モデルが金融市場を中心に広く使用されてきた一つの理由は、そのシンプルさにある。株式を例にとると、上記から分かるように、現時点の株価、オプションの権利行使価格、オプションの満期までの期間、株式のボラティリティ (収益率の標準偏差)、リスクフリーレートの 5 つインプット変数が決まれば、オプション価格が容易に計算できる。エクセルを使用して簡単に計算できる。この方程式は、株式市場のように過去からの取引実績と十分な流動性がある場合に

<sup>16</sup> ボラティリティとは、一般には変動性のことを指し、狭義では標準偏差を表す。

は、非常に有効な手法である。

ただし、Black and Scholes(1973)は、ブラック＝ショールズ・モデルが成立するためのいくつかの制約条件を置いている。そのため、このモデルを使って実際に何らかの価値を評価しようとする時には、これらの条件が現実とどれだけ合致しているか注意が必要である。主な仮定は、

- ・ リスクフリーレートは既知で、満期まで一定である。
- ・ 原資産価格の変化率の動きは、幾何ブラウン運動<sup>17</sup>に従う。
- ・ 配当などの支払いは行われぬ。
- ・ オプションはヨーロピアン・オプション<sup>18</sup>である。つまり、満期においてのみ権利行使ができる。
- ・ 原資産やオプションの売買に取引費用はかからない。

などがある。したがって、本論文で考察する電力価格や燃料価格の動き、あるいは電力市場や燃料市場に対し、どの程度これらの仮定をあて当てはめることができるか、注意が必要である。現実の市場は必ずしもこれらの仮定を完全に満たしていないが、本論文では、ある程度近似的に妥当な結論が得られると考え、解析型方程式を使用している。解析型方程式による計算結果を意思決定に役立てる際には、この点を十分認識した上で経営判断を行うことが肝要である。

次に、このブラック＝ショールズ・モデルをベースとして、発電設備の価値評価に適したモデルを提示する。

### 3-6-2 Margrabe モデル

3-5 節で説明したように、発電所を保有しているということは、金融オプションの理論で言うコール・オプションを保有していることと基本的に同様の構造を持っている。金融オプションの理論を、火力発電設備の運用に適用すると、電力価格は原資産価格、燃料価格は権利行使価格に相当する。しかし、3-6-1 で説明したブラック＝ショールズ・モデルによる株式のオプションの場合と比較すると明らかに異なる点がある。それは、原資産価格に相当する電力価格が変動するだけでなく、権

---

<sup>17</sup> 幾何ブラウン運動については、小林(2003)を参照。

<sup>18</sup> 満期時にしか権利行使できないタイプをヨーロピアン・オプション、満期以前にいつでも権利行使できるタイプをアメリカン・オプションと呼ぶ。

利行使価格に相当する燃料価格も変動するという点である。株式のオプションの場合、権利行使価格はあらかじめ契約により決められているが、燃料価格は燃料取引市場において時々刻々と変化するためである。

ここで、Margrabe(1978)は、2つの変動する価格がある場合のオプション価格の導出式を、ブラック＝ショールズ・モデルを拡張させて提示している<sup>19</sup>。一般的に、このようなオプションはスプレッドオプションと呼ばれる。以下が、コール・オプションの価値( $c$ )の導出式である。

$$c = S \times N(d_1) - K \times N(d_2) \quad \dots (3)$$

ここで、

$$d_1 = \frac{\ln(S/K) + (\sigma^2/2) \times T}{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

$$\sigma^2 = \sigma_S^2 - 2\rho\sigma_S\sigma_K + \sigma_K^2$$

ブラック＝ショールズ・モデルでは、原資産価格の動きのみが不確実であり、その他の変数は一定であるのに対し、このモデルでは、原資産価格、権利行使価格ともに不確実性を持つものと仮定している。そして、それらふたつの不確実性の程度はそれぞれ別々に独立しており、原資産価格と権利行使価格の相関関係が変数として新たに必要となる。従って、ブラック＝ショールズ・モデルにおいて必要となる変数に加え、次ページの変数が新たに追加される。本論文ではこの方程式を便宜的に Margrabe モデルと呼ぶこととする。

$\sigma_S$  : 原資産価格のボラティリティ (収益率の標準偏差)

$\sigma_K$  : 権利行使価格のボラティリティ (収益率の標準偏差)

$\rho$  : 原資産価格と権利行使価格の相関係数

<sup>19</sup> Margrabe(1978)は、「できる限り(ブラック＝ショールズ・モデルの)表記と仮定を使用した」として、幾何ブラウン運動その他の仮定を同様においている。

### 3-6-3 スパークスプレッド・オプション

電力価格から燃料価格を引いた差は、スパークスプレッドと呼ばれている。そして、このスパークスプレッドを基に、発電設備の起動・停止を選択する権利のことをスパークスプレッド・オプションと言う。3-5 節で説明したように、電力事業者にとっては基本的に、スパークスプレッドがゼロより大きい時には発電設備を稼働させ、ゼロより小さい時は運転を停止するのが合理的な意思決定であると考えられる。(以後も同様に、便宜上、燃料価格 = 変動コストとする。)

本論文では、Margrabe モデルに従って、スパークスプレッド・オプションを計算する。ここで計算されるスパークスプレッド・オプションは、1kW の発電設備がある将来時点において 1 時間の運転を行う権利を持っている時、その権利(オプション)が持つ価値を表している。ある将来時点において運転するかどうかの選択なので(その時点までは権利行使されない)、このオプションは、ヨーロピアン・コール・オプションに分類される。ブラック = ショールズ・モデルやそれを拡張した Margrabe モデルは、アメリカン・オプションには使用できないが<sup>20</sup>、ヨーロピアン・オプションではこれらの方程式を使用できる。そして、発電設備のそのものの価値は、設備の運転期間にわたって、設備容量の大きさ分、このような時間ごとのヨーロピアン・コール・オプションを保有していると考え、計算される。

3-5 節で示した 3 つの先行研究のうち、Cavus(2001)は燃料価格のボラティリティを考慮しないブラック = ショールズ・モデルによる計算を行っている。残り 2 つの研究では、基本的に Margrabe モデルに基づき、スパークスプレッド・オプションを求めることにより、発電設備の価値を算出している。

### 3-7 火力発電設備価値の計算

3-6 節で求められるスパークスプレッド・オプションの価値( $C$ )が、具体的に何を意味するのか再度確認する。

今、完成したばかりの発電設備があるとする。今から  $i$  時間後に、この発電設備を運転するか、それとも運転させないかは、 $i$  時間後の電力価格と燃料価格を見て決定できる。(厳密にはその前日における翌日の当該時間帯の価格を見る。)この時、

---

<sup>20</sup> 先に述べたとおり、ブラック = ショールズ・モデルの基本的な仮定に、「オプションはヨーロピアン・オプションである。つまり、満期においてのみ権利行使ができる」とある。

電力価格が燃料価格を上回っていれば、発電設備を稼働させればよい。一方、Margrabe モデルにおける原資産価格や権利行使価格に相当する電力価格や燃料価格は、ともに kWh を単位として計算される。つまり、1kW の発電設備を 1 時間運転させた時の価格を示している。従って、上で述べたスパークスプレッドのオプション価値 ( $C$ ) とは、 $i$  時間後に運転するか、それとも運転しないかを決定できる権利に由来する 1kWh あたりの発電設備が保有する価値を意味している。

では、ある  $i$  時間後におけるオプション価値 (=  $i$  時間後に対して発電設備が保有する価値) の合計はどのように計算されるか。上で述べたように、オプション価値 ( $C$ ) は、1kWh あたりの発電設備が保有する価値であるので、ある  $i$  時間後に対して発電設備が保有するオプション価値 ( $C_i$ ) は、

$$C_i = C \times \text{設備量(kW)} \quad \dots (4)$$

で計算される。

オプション価値 ( $C_i$ ) が求めれば、その後、燃料費以外の費用を差し引くことで発電設備の価値が求まる。厳密に言うと、発電する、しないに関わらず費用が常に発生する、いわゆる固定費を差し引き、さらに、運転した場合には、燃料費以外の運転に係るコストを差し引かなければならない。しかし、後述するモデルのとおり、本論文で使用するモデルは固定費に相当する資本費と燃料費以外の変動費である運転維持費の内訳が不明である。そのため、便宜的に、燃料費以外の全ての費用を発電する、しないに関わらず差し引くこととする。この便宜的な計算により、発電設備の価値は、本来の正しい価値よりも一定程度過小評価されることになる。

ここで、 $i$  時間後という時の  $i$  がとりうる値はどのような範囲をとるのだろうか。それは、その発電設備が発電を開始して以降、廃棄のために発電を終えるまでの全ての期間である。よって、 $i$  がとりうる範囲は、1 から [24 時間 × 365 日 × 稼働年数] までである。

これより、操業期間を通じた発電設備の価値 (Plant Value) は、[24 時間 × 365 日 × 稼働年数] 分の  $i$  に対して上記の計算を行った全てを合計した値となる。

ただし、発電設備の現在価値を求めるには、各  $i$  時間後における発電設備の価値をリスクフリーレートにより割り引く必要がある。

なお、本論文では、全ての  $i$  について発電設備の価値を計算すると 350,400 回の膨大な計算が必要となるため、各年あたりの平均的なオプション価値を求めた上で発電設備全体の価値を求めることとした。後述する事例の計算から分かるように、このような簡易計算を行っても大きな誤差が生じることはない。

### 3-8 原子力発電設備の価値評価

#### 3-8-1 電力自由化と原子力について

電力自由化が進み、電力事業を取り巻く経営環境の不確実性が増すと、原子力発電の新規建設は難しくなると多くの論者が指摘している。原子力発電は初期投資の規模が大きく、長期の償却期間を要する。そのため、将来の電力価格や競合電源の発電コストの動向次第では採算が取れず、投資した資金を回収できなくなってしまう可能性がある。また、高レベル廃棄物処分や廃炉などのバックエンド等に係る将来コストは、未だ算定されていない部分が残っている。バックエンドに係る費用の支出は、売電による収入を得た後、長期間を経てから発生するという収入と支出の時間的ズレが存在するため、この点からも、十分な資金回収が確保できない恐れがある。また、原子力発電の推進は、二酸化炭素排出削減の問題と密接な関わりを持っており、現在、日本では、国が積極的な原子力推進政策を掲げている。しかし、欧米諸国を中心に世界各国の原子力政策を見ると、他の発電方式と比べ、政治的リスクが高いといえる。

矢島(2002)は、以上の点のいくつかやその他のリスクを指摘している。そして、原子力発電への投資は、潜在的に非常に高いサンク・コスト(埋没費用)を有していると指摘している。さらに、電力市場への競争導入により将来の経営環境に不確実性が増す中で、経営者は投資を可能な限り先延ばししようとする現象が観察されており、いったん投資を行えば、サンク・コストを発生させないため、生産を継続していかなくてはならない、と述べている。

西村(2001)は、電力取引市場ができた時の原子力発電について、いくつかのシナリオを設定して分析している。そして、いずれのシナリオであっても、原子力発電、特に新規建設については、何らかの政策的枠組みがない限り、電力会社はこれまでのような新規建設投資を行えないと指摘している。

一方、これらの指摘がある中、国の政策としては今後も原子力発電を推進してい

く姿勢が貫かれている。また、国と歩調をあわせるようにして、既存電力会社も、原子力推進の姿勢を崩していない。この主な理由として、二酸化炭素排出削減の必要性がある。原子力発電は発電に伴って二酸化炭素を排出しないため、非常に環境特性に優れた電源である。また、多くの資源を海外に頼っているわが国のエネルギーセキュリティ面からも、原子力発電は非常に重要である。さらに、国と電力業界は、原子力推進の理由として経済性を挙げている。国や業界団体である電気事業連合会の試算によれば、原子力の発電コストが、火力、水力に比べ、最も低いレベルにある。原子力発電は、最も経済的な収益性の高い電源であると結論づけられている。

では、経済性のみを追求したとして、果たして電力事業者は、発電コストの低さゆえに今後も原子力発電に大きな価値を認めるのであろうか。もしそうでなければ、国の何らかの政策的支援がない限り、電力事業者による原子力発電の新規建設は行われまいだろう。そうすれば、エネルギーセキュリティの問題はもとより、国際的にも重要な二酸化炭素排出抑制の問題は立ち行かなくなる。

そこで、電力自由化が進む中で原子力発電の新規建設がなされるのかという点に対し、一つの考察の材料を定量的に提供できるものと考え、当論文では事例として原子力発電設備が持つ価値を算出した。

### 3-8-2 原子力発電設備価値の計算

原子力発電設備の価値を計算するに当たっては、これまで述べてきたリアル・オプションによる価値評価が適当なのだろうか。それとも、伝統的評価手法であるDCF法による価値評価が適当なのだろうか。原子力発電設備は、火力発電設備と異なり、時間毎に柔軟に起動・停止ができる柔軟性はない。これは原子力発電の技術的特性によるものである。また、他の電源と比べ、固定費が相対的に高く、燃料費を主とする変動費が安い点から、ひとたび建設されれば、できるだけ稼働率を上げて運転し続けることになる。実際、電力会社の発電設備の運用計画は、いかに原子力発電の稼働率を上げるかということを中心に考えられている。

したがって、原子力発電設備は、電力取引市場の入札に対し、ある一定の時間だけ発電を行い、別のある一定の時間だけ停止させるというような柔軟な運用はできない。すなわち、原子力発電設備は、3-2節で述べたように、不確実な経営環境に

対して柔軟に対応できないタイプの事業であるので、DCF法もしくはモンテカルロDCF法による価値評価がふさわしい。このような事業に対してリアル・オプションを活用した事業価値評価を行えば、逆に事業価値を過大評価してしまうからである。

本章の検討結果から、本論文では、原子力発電設備と火力発電設備の価値評価を行う。

### 3-9 本論文の事例について

ここで、本章の議論を表3にまとめた。5章では、事例によってこれらの点を実際に確認する。

表3：各評価手法の特徴

	DCF法	モンテカルロDCF法	リアル・オプション
不確実性の考慮	しない	する	する
経営の柔軟性の考慮	しない	しない	する
問題点	割引率の妥当性	割引率の妥当性	前提条件の妥当性
原子力発電設備価値評価			×
火力発電設備価値評価			

事例ではまず、原子力発電設備についてDCF法による価値評価を行う。火力発電設備についても原子力発電設備と同様にして、DCF法による価値評価を行う。これは、従来行われてきた手法に従って両者の価値を比較するためである。このDCF法では、現在価値への割引計算に当り、2%のリスクフリーレートで割り引くケースとリスクプレミアムとして3%を上乗せした5%で割り引くケースの2ケースの計算を行う（リスクフリーレートおよび割引率の設定については、4-4節で述べる）。3-1節、3-2節で述べたとおり、リスクプレミアムの推計は非常に難しいため、割引率を変えることで、設備価値の評価を一定の幅を持たせて捉えることができる。2%のリスクフリーレートで割り引くと、将来にわたって事業にリスクが全くないと考えた場合の価値を求めることになるので、DCF法で計算される本来の価値は、少なくともそこで算出された価値よりも下回ることになる。



次に、両設備について、モンテカルロDCF法による価値評価を行う。これは、経営環境の不確実性を考慮することが価値評価に与える影響を考察するためである。ここでは、5%の確率で低い価値となる水準を明らかにする。

最後に、火力発電設備について、リアル・オプションによる価値評価を行う。これは、経営環境の不確実性とそれに対する経営の柔軟性を考慮した価値評価を行うためである。

## 第4章 事例のモデル

### 4-1 研究対象とする発電設備について

発電設備には、主要なものとして、水力発電、火力発電、原子力発電がある。その他、風力発電、太陽光発電など新エネルギーと呼ばれる様々な種類の発電設備がある。さらに、火力発電は、燃料の違いにより石炭火力、石油火力、LNG火力などに分けられる。水力発電は、方式の違いにより、一般水力と揚水式水力に分けられる。本節では、本論文で価値評価の対象とする発電設備に、これら複数の電源の中からどの電源を選ぶかについて検討する。

すでに述べてきたように、本論文は、電力取引所が創設された後、電力価格のボラティリティが高まる中で、いかに適切に発電設備の価値評価を行うかという点を考察することを目的としている。具体的には、電力価格の変動に対して発電設備の起動・停止を柔軟に行える電源が、従来考えられていた以上に大きな価値を持つことを考察する。併せて、電力自由化が進む中で、新規原子力発電の建設が果たして魅力ある投資案件となり得るかどうかという点を考察することも目的としている。

よって、電力価格の変動に対応した柔軟な設備運用が出来ない電源として原子力発電を採り上げ、電力価格の変動に対応した柔軟な設備運用が可能な電源として火力発電を採り上げる。また、火力発電については、新規原子力発電を建設するケースと比較するため、原子力発電と規模や重要性の面で共通点があるLNG火力を採り上げた。なぜなら、LNG火力は、原子力と同様、比較的大規模な電源で、かつ、近年、環境面の優位性などもあり、原子力とともに主力電源に位置づけられているためである。

### 4-2 価値評価の対象とする発電設備のモデル

#### 4-2-1 「モデル試算による各電源の発電コスト比較」について

価値評価を行うLNG火力発電設備と原子力発電設備のモデルは、過去に国や電気事業連合会が行った発電コスト試算に使われたモデルを取り上げる。ここで示されたモデルは、規制当局や業界側が出した報告であり、取り上げるデータとして、十分詳細に検討された信頼できるデータであると考えられる。本論文で価値評価を行う事例として、仮想の発電設備を自ら前提を置いて設定する方法もあるが、現存する試算に基づいたモデルの方が、よりデータの信頼度が高いと考えた。

取り上げるのは、電気事業連合会が 2004 年 1 月に発表した「モデル試算による各電源の発電コスト比較」である。電気事業連合会(2004)によると、この試算の目的は、「原子力の経済性・収益性の評価、分析に資するため、各電源の発電コストの比較を行うもの」とある。

電気事業連合会(2004)の試算方法<sup>21</sup>は、1999 年 12 月、総合エネルギー調査会原子力部会(第 70 回)において報告された試算で用いた算定方法に基づいている。この試算モデルは、OECD においても一般的に採用されている方式である。なお、総合エネルギー調査会は、通商産業大臣(当時)の諮問機関であり、省庁再編後は、総合資源エネルギー調査会という名称に変更している。この報告も、「原子力発電所の経済性について」というタイトルが示すように、原子力発電のあり方を巡る議論が世界的に行われている中、日本で原子力発電を推進することの妥当性を検証するための一つの材料を提供することが意図されている。

電気事業連合会(2004)の試算結果は、次ページ表 4 の通りである。運転年数は全電源種とも 40 年の前提が置かれている。当報告では、この他、運転年数について法定耐用年数を元にした試算結果も行っている。しかし、法定耐用年数を元にした場合、運転年数はそれぞれ、原子力発電 16 年、火力発電 15 年となり、現状から乖離した前提であるため、40 年の前提を置いた試算結果を取り上げる。また、表 4 に示した燃料費の割合については、総合エネルギー調査会原子力部会資料に基づいている。なお、ここで示されている割引率はリスクフリーレートに相当する。

---

<sup>21</sup> 電気事業連合会(2004)によると、以下の通りである。

発電所が一定の年数運転するものとして、発電のために毎年必要となる経費を評価時点、すなわち運転開始時点の価格に換算した総経費と、発電によって得られる毎年の収入(=年間発電量×発電原価)を評価時点の価格に換算した総収入が等しくなるように発電原価を決定している。

[計算式] 発電原価 = (資本費 + 燃料費 + 運転維持費) / 発電電力量

資本費：減価償却費、固定資産税、報酬、水利使用料(水力)、廃炉費用(原子力)の合計

燃料費：単位数量あたりの燃料価格に必要な燃料量を乗じた値

運転維持費：各電源別の修繕費、諸費、給料手当、業務分担費、事業税の合計

したがって、この試算は、新規に運転開始し今後運転するプラントを想定し発電コストを算定するものである。

表 4：モデル試算による各電源の発電コスト比較結果

(単位：円/kWh)

	出力 (万kW)	燃料費	利用率	割引率				
				0%	1%	2%	3%	4%
一般水力	1.5	—	45%	8.2	9.3	10.6	11.9	13.3
石油火力	40	6割程度	30%	14.4	15.0	15.7	16.5	17.3
			70%	10.4	10.6	10.9	11.2	11.6
			80%	10.0	10.2	10.5	10.7	11.0
LNG火力	150	6割程度	60%	6.2	6.4	6.6	6.8	7.1
			70%	6.0	6.1	6.3	6.5	6.7
			80%	5.8	5.9	6.1	6.2	6.4
石炭火力	90	4割程度	70%	5.3	5.6	5.9	6.2	6.5
			80%	5.0	5.2	5.4	5.7	6.0
原子力	130	3割程度	70%	5.4	5.5	5.7	5.9	6.2
			80%	5.0	5.0	5.1	5.3	5.6
			85%	4.8	4.8	4.9	5.1	5.4

(出所) 電気事業連合会(2004)をもとに筆者作成

#### 4-2-2 価値評価の対象とする発電設備のモデル

原子力発電設備とLNG火力発電設備を採り上げた。原子力発電設備については、設備利用率、リスクフリーレート的前提がともに当試算のモデルケースである80%、2%における試算結果を用いる。発電コストは5.1円/kWhとなる。

LNG火力発電設備については、設備利用率、リスクフリーレート的前提がともに当試算のモデルケースである70%、2%における試算結果を用いる。発電コストは上表より、6.3円/kWhである。

なお、当試算における原子力発電の発電コスト算定には、バックエンドを含めた原子燃料サイクルコストも含まれている。

#### 4-3 電力価格の前提

次に、発電設備の価値評価に当たって重要な要素となる電力取引市場における電力価格を考える。経済産業省は、半年に一度、大口需要家を対象としたアンケートにより、電力価格の動向を調査している。この価格は、大口需要家を対象としているため、卸電力取引市場が創設された場合の電力価格に相当するものと考えられる。よって、この調査結果に基づいて前提を考える。

直近のデータ(H15年10月期～H16年3月期分)によると、電力価格は10.38

円/kWh である（「平成 15 年度電力需要調査（価格調査分）の調査結果」H16.7.29 経済産業省 資源エネルギー庁）。さらに、至近の動きとして、東京電力が H16 年 10 月から料金値下げを実施すると発表した。その後、中部電力は H17 年 1 月からの料金値下げを発表しており、過去の例から考えると、今後引き続いて各電力会社が料金値下げを表明することが予想される。本論文で設定する電力価格は、先の調査結果に加え、近年の料金値下げの実績がおおよそ 5%程度であったことを考慮し、10 円/kWh と仮定した。

今後 40 年間の電力価格の動きについては、電力取引市場を持つ欧米諸国の例より、2-2 で述べたように市場開設後も料金の低下が見られないことから、10 円/kWh のまま推移すると仮定した。また、電力価格の不確実性を表現するため、この 10 円/kWh を中心に、価格の変化率が標準偏差 15%で正規分布すると仮定した。15%の値は、Frayer(2001)が使用した値を用いた<sup>22</sup>。

#### 4-4 その他の仮定

LNG 価格の動きは、3.78 円/kWh を中心に価格の変化率が標準偏差 15%で正規分布すると仮定した。また、電力価格と LNG 価格の相関係数を 0.42 と置いた。3.78 円/kWh は、表 4 の通り、LNG 火力発電設備の発電コストとして仮定した 6.3 円/kWh に対し、燃料費の割合が 6 割程度であるという試算結果から計算した（ $6.3 \text{ 円/kWh} \times 0.6 = 3.78 \text{ 円/kWh}$ ）。15%と 0.42 の 2 つの数値は、電力価格の仮定と同様、Frayer(2001)が使用した数値である。

原子力発電における燃料価格の動きは、1.53 円/kWh を中心に価格の変化率が標準偏差 12%で正規分布すると仮定した。また、電力価格と燃料価格の相関関係を持たないと仮定した。1.53 円/kWh は、表 4 の通り、原子力火力発電設備の発電コストとして仮定した 5.1 円/kWh に対し、燃料費の割合が 3 割程度であるという試算結果から計算した（ $5.1 \text{ 円/kWh} \times 0.3 = 1.53 \text{ 円/kWh}$ ）。ボラティリティと相関係数については、燃料であるウランは埋蔵量が豊富であること、日本の電力会社は長期契約で燃料を調達していること等の状況を考慮して仮定を置いた。

4-2-2 より、リスクフリーレートは 2%と仮定している。次に、リスクプレミアム

---

<sup>22</sup> Frayer(2001)は、アメリカの実際の取引所で売買された 1997~2000 年のデータを元に数値を導き出している。LNG 価格のボラティリティや相関係数の数値も同様。

については、将来 40 年の運転年数にわたる各発電設備のリスク設定は非常に困難であり、過去の先行研究でも設定される数値は様々である。例えば、服部ら (2003) は、電気事業の事業報酬率をもとに割引率を 3.5%と置き、山口(2002)は 8%の仮定を置いている。本論文では、上記の先行研究による数値を参考に、リスクフリーレートに 3%のリスクプレミアムを上乗せして 5%の割引率を置いた。本研究は、5%が正しい割引率であると認識する立場ではなく、あくまで事例の計算のための参考として捉えている。

以上より、本論文の事例のモデルは表 5 のとおりである。

表 5：本論文の事例のモデル

	原子力発電設備	L N G 火力発電設備
出力 (kW)	130 万	150 万
設備利用率 (%)	80	70
リスクフリーレート (%)	2	
リスクプレミアム (%)	3	
運転年数	40	
発電コスト (円/kWh)	5.1	6.3
燃料価格 (円/kWh)	約 1.53	約 3.78
燃料価格のボラティリティ (%)	12	15
燃料価格の変化率の分布	正規分布	
電力価格 (円/kWh)	10.0	
電力価格のボラティリティ (%)	16	
電力価格の変化率の分布	正規分布	
電力価格と燃料価格の相関係数	0	0.42

## 第 5 章 各評価手法による発電設備の価値評価

### 5-1 DCF法による原子力発電設備の価値評価

#### 5-1-1 計算モデル

発電設備の現在価値は、収入（電力価格）と費用（発電コスト）の差に設備容量をかけ、さらに総操業時間をかけた後、それを、現在価値に割り引いて求められる。すなわち、

(10.0 - 5.1) 円/kWh × 130 万 kW × 24h × 365 日 × 80% × 40 年  
を 5%の割引率(A)および 2%のリスクフリーレート(B)で割り引いた。

#### 5-1-2 入力変数

入力される変数は表 6 の通りである。

表 6：入力変数（DCF法による原子力発電設備の価値評価）

電力価格	円/kWh	10.0
発電コスト	円/kWh	5.1
割引率(A)	%	5.0
リスクフリーレート(B)	%	2.0
設備規模	千kW	1,300
設備利用率	%	80
運転年数	年	40

#### 5-1-3 計算結果

原子力発電設備の価値評価は表 7、表 8 のとおりである。なお、紙面の都合上、運転年数が 5～36 年目は省略している。

表 7：DCF法による原子力発電設備の価値評価（割引率 5%(A)）

	年	1	2	3	4	...	37	38	39	40
電力価格	円/kWh	10.0	10.0	10.0	10.0	...	10.0	10.0	10.0	10.0
発電コスト	円/kWh	5.1	5.1	5.1	5.1	...	5.1	5.1	5.1	5.1
利益	円/kWh	4.9	4.9	4.9	4.9	...	4.9	4.9	4.9	4.9
年間利益	百万円	44,641	44,641	44,641	44,641	...	44,641	44,641	44,641	44,641
割引現在価値	百万円	42,515	40,491	38,563	36,726	...	7,341	6,991	6,658	6,341
Plant Value	百万円	765,998								

割引率 5% (A)の場合、原子力発電設備の価値は、7,660 億円と見積もられた。

表 8：DCF 法による原子力発電設備の価値評価（割引率 2%(B)）

	年	1	2	3	4	...	37	38	39	40
電力価格	円/kWh	10.0	10.0	10.0	10.0	...	10.0	10.0	10.0	10.0
発電コスト	円/kWh	5.1	5.1	5.1	5.1	...	5.1	5.1	5.1	5.1
利益	円/kWh	4.9	4.9	4.9	4.9	...	4.9	4.9	4.9	4.9
年間利益	百万円	44,641	44,641	44,641	44,641	...	44,641	44,641	44,641	44,641
割引現在価値	百万円	43,766	42,907	42,066	41,241	...	21,455	21,034	20,622	20,217
Plant Value	百万円	1,221,175								

割引率 2% (B)の場合、原子力発電設備の価値は、1 兆 2,212 億円と見積もられた。

## 5-2 DCF 法による火力発電設備の価値評価

### 5-2-1 計算モデル

発電設備の現在価値は、収入（電力価格）と費用（発電コスト）の差に設備容量をかけ、さらに総操業時間をかけた後、それを、現在価値に割り引いて求められる。

すなわち、

$(10.0 - 6.3) \text{ 円/kWh} \times 150 \text{ 万 kW} \times 24\text{h} \times 365 \text{ 日} \times 70\% \times 40 \text{ 年}$   
を 5%の割引率(A)および 2%のリスクフリーレート(B)で割り引いた。

### 5-2-2 入力変数

入力される変数は表 9 の通りである。

表 9：入力変数（DCF 法による火力発電設備の価値評価）

電力価格	円/kWh	10.0
発電コスト	円/kWh	6.3
割引率(A)	%	5.0
リスクフリーレート(B)	%	2.0
設備規模	千kW	1,500
設備利用率	%	70
運転年数	年	40

### 5-2-3 計算結果

LNG 火力発電設備の価値評価は表 10，表 11 のとおりである。なお、紙面の都



合上、運転年数が5～36年目は省略している。

表 10：DCF法による火力発電設備の価値評価（割引率5%(A)）

	年	1	2	3	4	37	38	39	40
電力価格	円/kWh	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
発電コスト	円/kWh	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
利益	円/kWh	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
年間利益	百万円	34,033	34,033	34,033	34,033	34,033	34,033	34,033	34,033
割引現在価値	百万円	32,412	30,869	29,399	27,999	5,596	5,330	5,076	4,834
Plant Value	百万円	583,968							

割引率5%(A)の場合、LNG火力発電設備の価値は、5,840億円と見積もられた。

表 11：DCF法による火力発電設備の価値評価（割引率2%(B)）

	年	1	2	3	4	37	38	39	40
電力価格	円/kWh	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
発電コスト	円/kWh	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
利益	円/kWh	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
年間利益	百万円	34,033	34,033	34,033	34,033	34,033	34,033	34,033	34,033
割引現在価値	百万円	33,365	32,711	32,070	31,441	16,356	16,036	15,721	15,413
Plant Value	百万円	930,978							

割引率2%(B)の場合、LNG火力発電設備の価値は、9,310億円と見積もられた。

ただし、当発電設備モデルの設備容量は150万kWであり、原子力発電設備の設備容量よりも大きいため、その分価値が大きくなっている。従って、両者を比較するためには、比較対象の原子力発電設備の設備容量である130万kWに換算して計算すれば良い。この結果、(A)5,061億円、(B)8,068億円と見積もられた。

### 5-3 モンテカルロDCF法による原子力発電設備の価値評価

#### 5-3-1 計算モデル

発電設備の現在価値の期待値として、収入（電力価格）と費用（発電コスト）の差に設備容量をかけ、さらに総操業時間をかけた後、それを、現在価値に割り引くことにより求めた。すなわち、

(10.0 - 5.1) 円/kWh × 130万kW × 24h × 365日 × 80% × 40年  
を5%で割り引いた。

### 5-3-2 入力変数

入力される変数は表 12 の通りである。

表 12：入力変数（モンテカルロ D C F 法による原子力発電設備の価値評価）

電力価格	円/kWh	10.0
発電コスト	円/kWh	5.1
割引率	%	5.0
設備規模	千kW	1,300
設備利用率	%	80
運転年数	年	40
電力価格のボラティリティ	%	15
燃料価格のボラティリティ	%	12
2価格の相関係数		0

### 5-3-3 計算結果

モンテカルロシミュレーションの実行結果（試行回数 1000 回）は、図 2 の通りである。

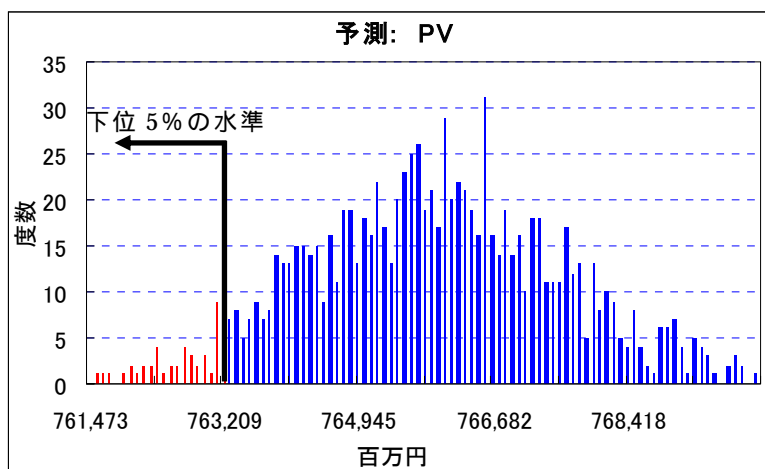


図 2：モンテカルロ D C F 法による原子力発電設備の価値評価

5%の確率で、設備価値は 7,633 億円を下回ることが確認された。

なお、平均値は 7,659 億円、下限が 7,605 億円、上限が 7,711 億円、標準偏差は 17 億円となった。

## 5-4 モンテカルロ D C F 法による火力発電設備の価値評価

### 5-4-1 計算モデル

発電設備の現在価値の期待値として、収入（電力価格）と費用（発電コスト）の差に設備容量をかけ、さらに総操業時間をかけた後、それを、現在価値に割り引くことにより求めた。すなわち、

$(10.0 - 6.3)$  円/kWh  $\times$  150 万 kW  $\times$  24h  $\times$  365 日  $\times$  70%  $\times$  40 年  
を 5% で割り引いた。

### 5-4-2 入力変数

入力される変数は表 13 の通りである。

表 13：入力変数（モンテカルロ D C F 法による火力発電設備の価値評価）

電力価格	円/kWh	10.0
発電コスト	円/kWh	6.3
割引率	%	5.0
設備規模	千kW	1,500
設備利用率	%	70
運転年数	年	40
電力価格のボラティリティ	%	15
燃料価格のボラティリティ	%	16
2価格の相関係数		0.42

### 5-4-3 計算結果

モンテカルロシミュレーションの実行結果（試行回数 1000 回）は次ページ図 3 の通りである。ここで示された数値は、発電設備モデルの設備容量である 150 万 kW を、比較対象の原子力発電設備の設備容量である 130 万 kW に換算して計算した後の設備価値である。

その結果、5%の確率で、設備価値は 4,699 億円を下回ることが確認された。

なお、平均値は 5,068 億円、下限が 4,396 億円、上限が 5,816 億円、標準偏差は 227 億円となった。

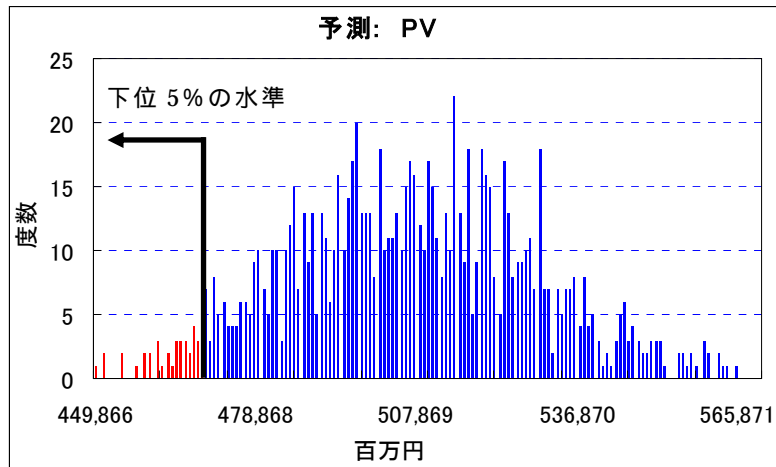


図 3：モンテカルロ DCF 法による火力発電設備の価値評価

## 5-5 リアル・オプションによる火力発電設備の価値評価

### 5-5-1 計算モデル

まず、3-9 の式(3)より、オプション価値を求める。ここで求められたオプション価値は、発電設備が持っている運転する権利（義務はない）に相当する 1 時間当りの価値である。発電設備の価値は、そこから運転する、しないに関わらず発生するコストである固定費を差し引かねばならない。それぞれについて、年間あたりの価値を求め、リスクフリーレートで割り引いた後、その差を出し、これを 40 年分計算することにより、発電設備の価値が求まる。

### 5-5-2 入力変数

入力される変数は表 14 のとおりである。

表 14：入力変数（リアル・オプションによる火力発電設備の価値評価）

電力価格(S)	円/kWh	10.0
燃料価格(X)	円/kWh	3.78
2価格の相関係数( $\rho$ )		0.42
固定費	円/kWh	2.52
リスクフリーレート	%	2
設備規模	千kW	1500
設備利用率	%	70
運転期間(t)	年	0~40
電力価格のボラティリティ( $\sigma_s$ )	%	15
燃料価格のボラティリティ( $\sigma_x$ )	%	16

### 5-5-3 計算結果

L N G火力発電設備の価値評価は表 15 のとおりである。なお、紙面の都合上、運転年数が 5～36 年目は省略している。

表 15：リアル・オプションによる火力発電設備の価値評価

	年	1	2	3	4	37	38	39	40	
オプション価値	¥/kWh	6.22	6.22	6.22	6.22	6.74	6.76	6.78	6.80	
年間当りオプション価値	百万円	57,212	57,212	57,213	57,221	62,007	62,179	62,350	62,521	
年間当り割引後オプション価値	百万円	56,090	54,990	53,913	52,864	29,801	29,298	28,803	28,315	
年間当り固定費	百万円	23,179	23,179	23,179	23,179	23,179	23,179	23,179	23,179	
年間当り割引後固定費	百万円	22,724	22,279	21,842	21,414	11,140	10,922	10,707	10,498	
年間当り割引後設備価値	百万円	33,365	32,711	32,071	31,450	18,661	18,376	18,095	17,817	
Plant Value	百万円	978,973								

以上のように、火力発電設備の価値は、約 9,790 億円と見積もられた。

ただし、当発電設備モデルの設備容量は 150 万 kW であり、原子力発電設備の設備容量よりも大きいため、その分価値が大きくなっている。従って、両者を比較するためには、比較対象の原子力発電設備の設備容量である 130 万 kW に換算して計算すれば良い。この結果、約 8,484 億円と見積もられた。

### 5-6 発電設備の価値評価結果

表 16：DCF法による発電設備の価値評価結果

DCF法	原子力発電設備（億円）	火力発電設備（億円）
割引率 5%	7,660	5,061
割引率 2%（リスクフリーレート）	12,212	8,068

表 16 のとおり、DCF法によれば、割引率を 5%とした場合、原子力発電設備の価値は 7,660 億円、それと同規模の火力発電設備の価値は 5,061 億円と見積もられた。さらに、これらの事業にリスクが全くないと仮定した場合、原子力発電設備の価値は 1 兆 2,212 億円、それと同規模の火力発電設備の価値は 8,068 億円と見積もられた。

事業が抱えるリスクの大きさをどう捉えるかによって事業価値は大きく変化し、

リスクを大きく見るほど価値は小さく見積もられる。リスクが全くないと仮定した場合の価値を求めることにより、経営の柔軟性を考慮しない場合の価値が、少なくともどの程度の水準以下であるかが把握できた。

表 17：モンテカルロ D C F 法による発電設備の価値評価結果

モンテカルロ D C F 法	原子力発電設備（億円）	火力発電設備（億円）
事業価値が下位 5%のケース	7,633	4,699

表 17 のとおり、モンテカルロ D C F 法により 1000 回の試行を繰り返すと、割引率を 5%とした場合、原子力発電設備の価値は、5%の確率で 7,633 億円を下回ることが確認された。なお、平均値は 7,659 億円、下限が 7,605 億円、上限が 7,711 億円、標準偏差は 17 億円となった。同様にして、それと同規模の火力発電設備の価値は、5%の確率で 4,699 億円を下回ることが確認された。なお、平均値は 5,068 億円、下限が 4,396 億円、上限が 5,816 億円、標準偏差は 227 億円となった。

モンテカルロ D C F 法により、不確実性を可視化、数量化できることが確認できた。本事例では、火力発電設備は原子力発電設備に比べ、燃料価格の変動性が大きく、燃料価格の全コストに占める割合も大きいため、事業価値の不確実性が大きいことが観察された。価値評価結果は、不確実要因に何をどのような前提で設定するかによって左右されるため、いかに現実に合った前提を立てるかが重要であることが確認された。

表 18：リアル・オプションによる発電設備の価値評価結果

リアル・オプション	原子力発電設備（億円）	火力発電設備（億円）
	—————	8,484

表 18 のとおり、火力発電設備が持つ経営の柔軟性を考慮し、リアル・オプションを適用すれば、火力発電設備の価値は 8,484 億円と見積もられた。D C F 法による価値評価と比較すると、少なくとも 416 億円以上のオプション価値を保有していることが分かった（8,484 億円 - 8,068 億円 = 416 億円）。この数値については、電力価格と燃料価格の差が比較的大きい仮定であったため、オプション価値が比較的

小さくなった<sup>23</sup>。火力発電設備が持つ真のオプション価値は、DCF法による設備価値と8,484億円の差であると考えられる。また、原子力発電設備が持つ事業のリスクプレミアムを3%と捉えた場合（割引率に5%を適用した場合）、火力発電設備の価値は、原子力発電設備の価値を824億円上回る結果となった（8,484億円-7,660億円=824億円）。不確実性下の経営の柔軟性を考慮すると、たとえ原子力発電が火力発電に対してコスト面で優位に立っていたとしても、リスクの大きさをどう捉えるかによって設備の現在価値は原子力発電の方が逆に低くなる可能性があることが示された。このことは、電力会社が原子力発電のリスクが大きいと認識すれば、新規建設を他の電源に振り替える可能性があることを示している。

---

<sup>23</sup> いわゆるイン・ザ・マネー(in the money)の状態なのでオプション価値は小さくなる。反対に、アット・ザ・マネー(at the money)の状態ではオプション価値は大きくなる。

## 第6章 結論

### 6-1 まとめ

本節では、これまでの議論をまとめ、結論を述べる。

第1章は、本論文の問題意識と研究の目的を述べた。

第2章は、問題意識を掘り下げ、電力事業を取り巻く経営環境の変化について述べた。卸電力取引市場創設をはじめとする電力自由化の進展により、電力事業に不確実性が高まっている点を指摘した。そして、不確実性を考慮した事業価値評価が求められていることを指摘した。

第3章は、文献研究を元に、事業価値評価の3つの手法を検討し、今後の電力事業経営にふさわしい事業価値評価について考察した。その結果、伝統的評価手法とされるDCF法では不確実性を考慮できず、不確実性を考慮するモンテカルロDCF法は経営の柔軟性を考慮できず、リアル・オプションがそれらの課題を克服できることを指摘した。同時に、ブラック＝ショールズ・モデルなどのリアル・オプションの計算方法は、多くの前提条件が満たされて始めて成立するものであり、その点を留意する必要があることが確認された。また、発電設備の価値評価について、火力発電設備は柔軟な運用ができるのでリアル・オプションによる評価が可能であり、原子力発電設備は柔軟な運用ができないためリアル・オプションによる評価は適当でないことを指摘した。

第4章は、本論文の事例のモデルを説明した。

第5章は、設定したモデルを対象として発電設備の価値評価を行った。原子力発電設備については、DCF法とモンテカルロDCF法の2つの手法で価値評価を行った。火力発電設備については、DCF法、モンテカルロDCF法、リアル・オプションの3つの手法で価値評価を行った。

その結果、DCF法はリスクの大きさをどう捉えるか（割引率の設定）によって事業価値が大きく変化することが確認された。特に、本論文のケースのように非常に長期にわたる価値評価の場合、その傾向が顕著である。遠い将来の価値を評価するということの根本的な限界が明らかになった。一方、リスクが全くないと仮定した場合の価値をDCF法で求めることにより、経営の柔軟性を考慮しない場合の価値が、少なくともどの程度の水準以下であるかが把握できた。

次に、モンテカルロDCF法により不確実性を可視化、数量化できることが確認



できた。価値評価結果は、不確定要因に何をどのような前提で設定するかによって左右されるため、いかに現実に合った前提を立てるかが重要であることが確認された。

リアル・オプションを用いた価値評価により、不確定性下の経営の柔軟性が一定のオプション価値を持つことが確認された。また、不確定性下の経営の柔軟性を考慮すると、たとえ原子力発電が火力発電に対してコスト面で優位に立っていたとしても、リスクの大きさをどう捉えるかによって設備の現在価値は原子力発電の方が逆に低くなる可能性があることが示された。原子力発電の持つリスクが大きいと認識した電力会社は、新規建設を他の電源に振り替える可能性があることが明らかになった。電力自由化の時代において電力会社は、原子力発電がたとえコスト面で優位だったとしても新規建設しないだろうという考えをある程度説明する結論が得られた。

以上より、将来の経営環境の不確定性に対して柔軟な経営ができることはそれ自体一定の価値を持つため、そのような状況でDCF法による事業価値評価を行うことは必ずしも適切でないことが明らかになった。ただ、事業価値評価の手法に完全なものはないため、それぞれの手法の特徴を理解した上で、いくつかの手法を用いて複合的な視点から価値評価を行うことの重要性が確認できた。複数の価値評価手法を併用することで、予想されるリスクとリターンを総合的に捉えることができるからである。

## 6-2 今後の課題

本論文の今後の課題として、以下の諸点が挙げられる。

リアル・オプションについての課題として、リアル・オプションのモデルの仮定と現実世界は実際には異なっており、リアル・オプションによる計算結果にどれほどの妥当性があるかよく分からないという点が挙げられる。そのため、想定する前提が異なるDCF法による評価結果をリアル・オプションによる評価結果と同列で比較することは、本質的な意味を持たないと考えられる。少なくともリアル・オプションは、前提とするさまざまな仮定を現実世界がどの程度満たしているのか注意深く観察した上で使用すべき手法だろう。

本論文の事例で考慮しなかった点を3つ挙げる。まず、電力価格と燃料価格の不

確実性のみを扱い、その他の不確実性を考慮しなかった。特に、原子力発電は、事故リスクや政治リスクを抱えており、これらの不確実性を考慮すれば価値はより小さくなるだろう。しかし、これらのリスクをどう定量的に評価するのか明確な解答はなく、難しい問題である。

次に、火力発電について、起動・停止に伴うコストを考慮しなかった。火力発電は柔軟性があるとは言え、これらのコストを考慮すれば事例で出された結果より価値は小さくなるだろう。

また、電力価格の変動性の仮定として正規分布を仮定したが、文献によっては平均回帰過程やポアソン分布の仮定を導入すべきとするものもある。この点についても検討してみる必要があるだろう。

以上挙げた点に関して、より詳細な現実に合致したモデルを設定することは今後に残された課題である。

最後に、事例のモデルの制約から、DCF法におけるキャッシュフローを会計上の利益に置き換えた点がある。本来のDCF法に従うならば、キャッシュフローを元に計算する必要がある。

< 参考文献 >

- Black, F. and M. Scholes(1973), "The Pricing of Options and Corporate Liabilities," *Journal of Political Economy*, Vol.81, pp.637-659.
- Cavus, M.(2001), "Valuing a Power Plant under Uncertainty,"(in S. Howell, A. Stark, D. Newton, D. Paxson, M. Cavus, J. Pereira, and K. Patel eds., *Real Options : Evaluating Corporate Investment Opportunities in a Dynamic World*, Financial Times Prentice Hall ).
- Deng, S., B. Johnson and A. Sogomonian(2001), "Exotic Electricity Options and the Valuation of Electricity Generation and Transmission Assets," *Decision Support Systems*, Vol.30, January 2001, pp.383-392.
- Dixit, A.K. and R.S. Pindyck(1994) *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, Princeton.
- Fraye, J. and N.Z. Uludere(2001), "What Is It Worth? Application of Real Options Theory to the Valuation of Generation Assets," *The Electricity Journal*, October 2001, pp.40-51.
- Hsu, M.(1998), "Spark Spread Options Are Hot!," *The Electricity Journal*, March 1998, pp.1-12.
- Margrabe, W.(1978), "The Value of an Option to Exchange One Asset for Another," *Journal of Finance*, Vol.33(1), pp.177-186.
- Pindyck, R.S.(1993), "Investments of Uncertain Cost," *Journal of Financial Economics*, Vol.34, pp.53-76.
- 井手正介，高橋文郎(2000) 『経営財務入門』日本経済新聞社。
- A.ダモダラン(2001) 『コーポレート・ファイナンス 戦略と応用』三浦良造，兼広 崇明，蜂谷豊彦，中野誠，松浦良行，山内浩嗣訳，東洋経済新報社。
- 小林啓孝(2003) 『デリバティブとリアル・オプション』中央経済社。
- 紺谷典子，山家公雄，西村陽，姫野泰光，佐藤貞(2001) 『金融技術と電力』社団法人日本電気協会新聞部。
- ジョナサン・マン(2003) 『実践 リアルオプションのすべて』構造計画研究所訳，ダイヤモンド社。

総合エネルギー調査会原子力部会(1999)『原子力発電所の経済性について』。  
電気事業連合会(2004)『モデル試算による各電源の発電コスト比較』。  
中村英明(2002)「発電設備のオプション価値評価分析(米国)」『海外電力』2002年6月号。  
中村英明(2002)「分散型電源におけるリアル・オプション分析(米国)」『海外電力』2002年3月号。  
中村英明(2001)「リアル・オプションの機能と活用事例」『海外電力』2001年12月号。  
南部鶴彦, 西村陽(2002)『エネルギー・エコノミクス』日本評論社。  
南部鶴彦(2002)「不確実性下の企業行動と競争・規制政策」『経済セミナー』No.567 2002年4月号。  
南部鶴彦編(2003)『電力自由化の制度設計 系統技術と市場メカニズム』財団法人東京大学出版会。  
西村陽(2004)『電力自由化完全ガイド』(株)エネルギーフォーラム。  
服部徹, 吉本佳生, 高橋雅仁, 松屋親広, 山口順之(2003)「電力経営におけるリアルオプションの価値評価手法と適用事例」『電力中央研究所報告』Y02013 2003年4月。  
服部徹(2002)「金融工学と電力 - 米国におけるリアル・オプションの適用を中心に - 」『電力経済研究』No.48 2002年10月号。  
張替一彰(2001)「金融工学がもたらす電力経営革新について」『オペレーションズリサーチ』2001年8月号。  
マッキンゼー・アンド・カンパニー, トム・コーブランド, ティム・カラー, ジャック・ミュリン(2002)『企業価値評価』マッキンゼー・コーポレート・ファイナンス・グループ訳, ダイヤモンド社。  
矢島正之(2004)『電力改革再考』東洋経済新報社。  
矢島正之(2002)「電力市場自由化と原子力」『公益事業研究』第54巻第2号。  
山口浩(2002)『リアルオプションと企業経営』エコノミスト社。  
山田聡(2001)『電力自由化の金融工学』東洋経済新報社。

## ワーキングペーパー出版目録

番号	著者	論文名	出版年
2003・1	園田 龍太郎 田中 亮偉 舟橋 洋明 渡邊 敏章	知的創造プロセスにおける主唱者の意図と信頼 新型目薬開発ケース分析	5/2003
2003・2	東條 伸一郎 福武 基裕 和田 昇 葭崎 真裕	キャリア形成におけるメンタリングの効果	5/2003
2003・3	高梨 寿 野村 佳子 皆川 真寛 吉岡 秀治	職務特性モデルにおいて成果変数に影響を与える因子に関する 考察 J 鉄道の乗務員職場二箇所の比較分析	5/2003
2003・4	安本 光朗	グローバル化時代のマーケティングと R&D の統合 製薬企業のグローバル戦略と製品開発事例による考察	6/2003
2003・5	佐竹 忠敏 中野 誠 大原 由利子 伊藤 和宣 清水 恭彦 猶本 良夫	Brand remodeling 再び輝き始めたブランド	7/2003
2003・6	香野 雄一郎	ブロードバンド時代の Web サイト戦略 証券会社の Web サイト分析	10/2003
2003・7	松本 米龍	技術提携における先行的人間関係の役割	10/2003
2003・8	野村 佳子	多能工化が客室乗務員に与える影響	10/2003
2003・9	東條 伸一郎	外資製薬メーカーにおける研究開発効率 研究者の人的資源管理の視点から	10/2003
2003・10	松本 行浩	製品開発におけるコンフリクトの所在と規定因	11/2003
2003・11	田中 康平	日本的生産システムにおける情報共有	12/2003
2003・12	松井 豊	医療事業マネジメントにおける ES 重視 CS 経営 (CS・ES 複合 型経営) の提案と社会的意義の考察	12/2003
2003・13	南條 大輔	わが国企業における経理教育の実態	12/2003

番号	著者	論文名	出版年
2004・1	村木 美紀子 澤田 明宏 藤田 清文 池田 周之 中井 雅章	ベンチャー企業の新規株式公開における企業価値評価について アンジェス・エムジー株式会社をモデルとして	9/2004
2004・2	澤田 明宏	不確実性下の発電設備の価値評価	3/2005