

リアルオプションの発電事業への適用

高嶋 隆太

近年、リアルオプション理論の枠組みを適用した発電事業の評価に関する研究が盛んに行われている。これらの研究において、電力価格や燃料価格の不確実性を考慮した発電プラントの建設や廃止問題、起動・停止問題の評価を行っているものが多数見受けられる。また最近では、リプレースや代替プラントの選択問題など、より現実的な問題を分析するような研究や、電力価格分析を行いリアルオプション評価に適用するような研究が行われている。そこで本稿では、原子力発電プラントのリプレース評価に関する研究と、電力価格分析によって得られた価格モデルを用いて発電プラントの起動・停止問題を分析した研究を紹介する。

キーワード：発電プラント，リプレース，起動・停止，電力価格，不確実性

1. はじめに

リアルオプションに関する研究は、大きく基礎的な理論研究とそれらの理論研究によって得られたモデルを応用して様々な事業を評価する応用研究の2つに分けられる。その応用研究の中で、多数見受けられる産業・事業として電力産業・発電事業があげられる。発電事業には多くの不確実性が存在し、また柔軟性のある計画や意思決定を要することからリアルオプションによる事業評価が必要になるものと考えられる。これらの理由から様々な研究がなされており、発電プラントとの建設タイミングと発電容量の決定[1][2]、代替プラントの選択[3]、分散型電源の建設とアップグレード[4]、大型発電プラントと小型発電プラントの経済性比較[5]、新型原子力発電の研究開発[6]、原子力発電プラントの廃棄と設備更新の選択[7]、発電プラントの最適操業[8]、電力市場への参入競争[9]などがあげられる。今後さらに様々な研究が行われるものと考えられ、現在の電力産業やエネルギー・環境問題をかんがみれば、原子力発電のリプレース問題や Capture-Ready プラントの評価¹が必要である。また、先行研究において電力価格や燃料価格の不確実性を考慮したものが多く、そのほとんどは、ある確率微分方程式に従うものとしている。リアルオプションを実際に使えるようにするなら、不確実性のモデル化は非常に重要であり、電力価格などの回帰分析を行いモデル

化し、その価格モデルを用いることによってリアルオプション分析をするような研究が必要である²。

そこで本稿では、上記のような背景を踏まえ、

1. 原子力発電プラントのリプレース評価
2. 電力価格分析と発電プラントの起動・停止問題に関する2つの研究を紹介する。

2. 原子力発電プラントのリプレース問題

現在稼働中の原子力発電プラントは55基あり、初期のプラントが2010年までに運転年数が40年に達するなど経年化が進んでいる。中長期的に電源構成の原子力発電の割合を30~40%に維持することが望ましいとされており、リプレースの必要性が生じ、2030年前後より大型の改良型軽水炉をリプレース炉として採用している。リプレースを行ううえで重要な要素と考えられるのが電力自由化の影響である。

電力自由化の進展のもと、電力価格は不確実に推移し、従来の総括原価主義のときのようなコスト回収の保証がなくなるというインパクトが生まれている。このような状況下、不確実性を考慮したリプレースの経済性の評価が求められている。

そこで、本節では、不確実に推移する電力価格を考慮したリプレースの評価モデルを構築し、最適なリプ

¹ Capture-Ready プラントとは二酸化炭素回収・貯留 (CCS: Carbon-dioxide Capture and Storage) 設備を将来付け加えることができるように設計されたプラントのことで、まさにリアルオプション評価に適したプラントであると考えられる。

² Thompson et al.[8]は確率微分方程式のパラメータ推定を行い発電プラント操業の評価をしている。

レース時期を決定する。また、このモデルを用いることで、設備利用率、建設費、発電コスト等がリプレース時期の決定への影響を分析し、リプレース事業の経済性評価を行う。

2.1 モデル

2.1.1 モデル概要

図1にモデル概要を示す。プラント1は現在 ($t=0$) 稼働中であり、ある最適廃棄時期 $t=\tau_1$ (年) に廃棄の意思決定を行い、 T_1 (年) かけて廃止措置を行う。この間にリプレース用プラントであるプラント2の建設意思決定はできないものとする。その後、最適な時期 $t=\tau_2$ (年) にプラント2の建設を開始し、 $t=\tau_2+T_2$ (年) にプラント2が操業を始め、キャッシュ・フローが発生する。そして、プラント2のライフタイム L (年) 経過した $t=\tau_2+T_2+L$ (年) にプラント2は操業を終了する。プラント1を廃棄する際には廃棄コスト I_1 [yen/kWh]、プラント2の建設コストとして I_2 [yen/kWh] がかかるものとする。なお、プラント1の廃棄時の残存価値は0であるとし、割引率を年率 r とする。

2.1.2 プラントの収益の不確実性

本研究では電力価格の不確実性のみを考慮する。電力価格 $P(t)$ は、ドリフト項 μ 、ボラティリティ σ の幾何ブラウン運動に従うと仮定する。

$$dP(t) = \mu P(t)dt + \sigma P(t)dW(t), \quad P(0) = p \quad (2.1)$$

ここで、 $W(t)$ は標準ブラウン運動である。

原子力発電プラントにかかわる主なコストは資本費と燃料費、運転維持費である。それぞれについて、以下のように仮定する。資本費は I_1 、 I_2 に集約され、利子の支払いなども含める。また、プラント1の建設費はすでに支払い済みである。変動費は設備利用率 α を考慮し、設備利用率80%時の燃料費 C_f 、運転維持

費 C_{om} を用いて $C_a = \frac{0.8}{\alpha} C_{om} + C_f$ [yen/kWh] とし、期間中一定とする。

経年化に伴って設備利用率の低下、運転維持費の上昇等各々のプラントの収入を圧迫する要因があり、運転開始時より ρ_1 、 ρ_2 の割合で指数的に低減するものとする。プラント1、プラント2の設備利用率を α_1 、 $\alpha_2 (< 1)$ とする。すなわち、プラント1、2の収益性をそれぞれ、 $\pi_1(t)$ 、 $\pi_2(t)$ とすると、

$$\pi_1(t) = \alpha_1 e^{-\rho_1 t} P(t) - C_{a1}, \quad 0 \leq t \leq \tau_1 \quad (2.2)$$

$$\pi_2(t) = \alpha_2 e^{-\rho_2(t-(\tau_2+T_1))} P(t) - C_{a2},$$

$$\tau_2 + T_2 \leq t \leq \tau_2 + T_2 + L \quad (2.3)$$

となる。

2.1.3 投資オプション

第1段階のリプレース・オプションには第2段階の投資オプションが含まれるため、まず、投資オプションを求める。投資オプションは、プラント2操業中に得られる収益から建設コストを引いたものの現在価値を最大化させたものである。 $t=\tau_2$ 時点でのプラント2の事業価値 $V_2(P)$ は、

$$V_2(P) = \mathbb{E} \left[\int_{\tau_2}^{\tau_2+L} \pi_2(s) e^{-rs} ds \right] - e^{-r\tau_2} I_2 \\ = k_2 P(\tau_2) - C'_2 - e^{-r\tau_2} I_2 \quad (2.4)$$

となる。ここで

$$k_2 = \alpha_2 e^{-(r-(\mu-\rho_2))\tau_2} \frac{1 - e^{-(r-(\mu-\rho_2))L}}{r - (\mu - \rho_2)},$$

$$C'_2 = e^{-r\tau_2} \frac{1 - e^{-rL}}{r} C_{a2}$$

である。 k_2 は操業中得られる収益を $t=\tau_2$ 時点での価値に割り戻す係数であり、 C'_2 は操業中の変動費を $t=\tau_2$ 時点に割り引いた総コストである。したがって、オプション価値 $F_2(p)$ は、

$$F_2(p) = \max_{\tau_2} \mathbb{E} [e^{-r\tau_2} (k_2 P(\tau_2) - C'_2 - e^{-r\tau_2} I_2)] \quad (2.5)$$

となる。解析解は存在して、閾値 $P(\tau_2) = p_2^*$ とすると、

$$F_2(p) = \begin{cases} A_2 p^{\beta_2} & p < p_2^* \\ k_2 p - C'_2 - e^{-r\tau_2} I_2 & p \geq p_2^* \end{cases} \quad (2.6)$$

となる。ここで、value-matching 条件と smooth-pasting 条件、特性方程式より p_2^* 、 A_2 、 β_2 は以下のように求められる。

$$p_2^* = \frac{\beta_2}{\beta_2 - 1} \frac{C'_2 + e^{-r\tau_2} I_2}{k_2}, \quad A_2 = \frac{k_2}{\beta_2 (p_2^*)^{\beta_2 - 1}} \quad (2.7)$$

$$\frac{1}{2} \sigma^2 \beta(\beta - 1) + (\mu - \rho_2) \beta - r = 0 \quad (2.8)$$

(2.8) 式の正の根が β_2 である。

2.1.4 リプレース・オプション

プラント1を廃棄する最適時期 τ_1 を決定する。プ

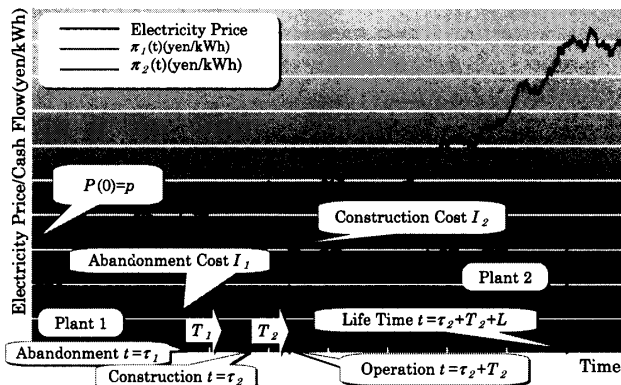


図1 本モデルの概要

ラント1の廃棄時に、プラント1の残存価値、プラント2の割引期待オプション価値を受け取り、廃棄コストを支払う。プラント1の残存価値は0、プラント2の割引期待オプション価値は $e^{-rT_1} \mathbb{E}[F_2(P(\tau_1 + T_1))]$ 、廃棄コストは I_1 である。したがってリプレース・オプションは、

$$F_1(p) = \max_{\tau_1} \mathbb{E} \left[\int_0^{\tau_1} \pi_1(s) e^{-rs} ds + e^{-r\tau_1} (e^{-rT_1} \mathbb{E}[F_2(P(\tau_1 + T_1))] - I_1) \right] \quad (2.9)$$

となる。解析解は存在せず、数值的に解く。閾値 $P(\tau_1) = p_1^*$ において、value-matching 条件、smooth-pasting 条件が成り立つ。ここで $\mu' = \mu - \rho_1$ とすると、

$$e^{-r\tau_1} \mathbb{E}[F_2(P(\tau_1 + T_1))] - I_1 = A_1 (p_1^*)^{\beta_1} + \frac{\alpha_1 p_1^*}{(r - \mu')} - \frac{C_{\alpha_1}}{r} \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial}{\partial p_1^*} e^{-r\tau_1} \mathbb{E}[F_2(P(\tau_1 + T_1))] = \beta_1 A_1 (p_1^*)^{\beta_1 - 1} + \frac{\alpha_1}{r - \mu'} \quad (2.11)$$

となる。ただし、 β_1 は次の特性方程式の負の根である。

$$\frac{1}{2} \sigma^2 \beta(\beta - 1) + (\mu - \rho_1) \beta - r = 0 \quad (2.12)$$

2.2 結果と考察

図2にリプレース・オプション価値を示す。計算に用いたパラメータを以下に示す。 $\mu = 0.015$, $\sigma = 0.2$, $r = 0.05$, $\rho_1 = 0.1$, $\rho_2 = 0.05$, $I_1 = 30,000$, $I_2 = 300,000$, $C_{om} = 1.9$, $C_f = 1.65$, $\alpha_1 = 0.8$, $T_1 = 5$, $T_2 = 5$, $L = 40$ とした。 p , μ , σ については JEPX における 24 時間電力価格 (2005 年 4 月~12 月), r は OECD/NEA, I_1 , I_2 , C_{om} , C_f は発電単価のコストデータから決定した。

本研究の提案するモデルにおいて、リプレース・オプションにおける閾値は 3.96 [yen/kWh] となり、一般的な廃棄オプションの閾値 3.48 [yen/kWh] に比べ、高い値で廃棄する決定がなされることとなる。これは、リプレース・オプションには、次に建設するプラントより得られるオプション価値が含まれているために高い電力価格において廃棄し、新型プラントにリプレースするインセンティブが働くためだと考えられる。また、NPV 法による閾値は 11.4 [yen/kWh] である。本モデルにおいては電力価格の不確実性を伴い、価格上昇の可能性があるために NPV 法での閾値より低い価格であっても廃棄が行われないのである。

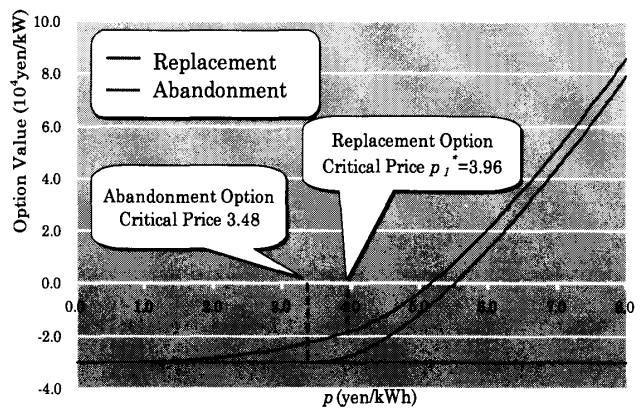


図2 リプレース・オプションの価値

表1 p_1^* の α_1 と μ の依存性 (yen/kWh) ($\alpha_2 = 0.8$)

$\alpha_1 \setminus \mu$	0.0	0.015	0.03
0.6	5.56	6.28	*
0.7	4.31	4.51	6.44
0.8	3.5	3.58	4.02
0.9	2.93	2.97	3.17

表1に p_1^* に対する α_1 , μ の依存性の結果を示す。

を付した箇所はリプレースを行うよりも直接新規プラントの建設を行ったほうが適切な領域である。 α_1 が大きく、 μ が小さいほど p_1^ が小さくなり廃棄が行われにくい結果となっていることが分かる。

2.3 まとめ

本節では、原子力発電プラントの廃棄を単純な廃棄オプションとするのではなく、代替プラントの建設オプションとのコンパウンド・オプションとすることで原子力発電プラントのリプレース評価モデルを構築した。これにより、一般的な廃棄オプションと比較した場合、リプレース・オプションを持っているときの方が早期に廃棄を行うべきであるということを定量的に示すことが可能となった。

3. 電力価格分析とリアルオプション評価

世界各国における電力自由化の流れを受けて 2005 年 4 月に日本卸電力取引所 (JEPX) が開設され 3 年以上が経過している。JEPX における電力取引量は全需要の 1% 以下であるが増加の傾向を見せている。しかしながら、相対取引から市場取引にシフトすることでコストの回収ができないというリスクも新たに生じる。今後、JEPX への卸電力事業 (IPP) の参入を促進するためにも発電事業のリスクマネジメントに関する知見が必要となる。

そこで本節では、JEPXにおける電力価格を分析することで価格モデルを構築するとともに、本モデルを用いた電力価格予測、発電プラントの価値評価、最適な起動・停止価格の算出を行い、発電事業のリスクマネジメントに関する知見を得ることを目的とする。

3.1 モデル

3.1.1 モデルの概要

本節では、JEPXの30分ごとのスポット電力価格であるシステムプライスを用いて価格分析を行い、電力価格モデルを構築する。電力価格モデルはJEPXのスポット電力価格の周期性を考慮し、48時点(1日)前と336時点(7日)前を自己参照した動学的モデルを考える。

3.1.2 非線形回帰分析による確定項の同定

3.1.1節で紹介した価格モデルを以下の式のように定める。

$$P_t = \frac{1}{2}((1-\theta_1)P_{t-48} + (1-\theta_2)P_{t-336} + (\theta_1 + \theta_2)(f(t) + u_t)) \quad (3.1)$$

$$f(t) = \alpha + \gamma \cos\left((t + \tau) \frac{2\pi}{48}\right) \quad (3.2)$$

ここで、 u_t は確率項である。各パラメータに関して、最尤法に基づく非線形回帰分析を行うことで推定を行う。

3.1.3 確率分布の同定

(3.1)式を用いてスポット電力価格のフィッティングを行い、残差をiidと仮定して解析を行った。その結果、正規分布に比べて平均値周辺が尖り、裾野が広がった分布が観測された。そこで残差の分布に対し、Levy分布のパラメータを最尤法で推定したところ、各パラメータの推定値は $\alpha=1.128$, $\beta=0.039$, $\gamma=0.132$, $\delta=-0.012$ となった。横軸に残差、縦軸に相対頻度をとり、推定したパラメータに従うLevy分布の乱数を30,000個発生させたときの分布と実際の残差の分布とを比較したところ、図3のような結果となった。この結果から、JEPXのスポット電力価格は、確率項 u_t がLevy分布に従う確率過程に近いものと考えられる。

3.2 価格予測と発電プラントの価値評価

3.2.1 価格予測

確定項と確率項が定まることにより、スポット電力価格の予測を行うことが可能になる。2006年8/1~8/31までの平日におけるスポット電力価格からパラメータ推定を行い、推定したパラメータを用いて2006年9/1~9/30の期間における平日の価格予測を行った。

図4は価格予測の一部を抜粋したものである。図4から、平日に関する電力価格が高い精度で予測できることが分かる。

3.2.2 発電プラントの価値とモデル評価

電力価格を予測する精度が高いことが分かったので、本節では本モデルを用いて発電プラントの価値を算出し、他の価格モデルと比較することで本モデルの評価を行う。発電プラントの変動費を C_v [yen/kWh]、割引率を年率 r とする。電力価格が y_t [yen/kWh]のとき、現時点から時点 τ までのプラントの価値 V_p [yen/kW]を以下の式を用いて算出する。

$$V_p = \mathbb{E}\left[\int_0^\tau e^{-rt} \max(y_t - C_v, 0) dt\right] \quad (3.3)$$

ここで、ある企業が発電プラントを所有していると仮定し、予測価格 P_t が変動費 C_v を上回れば発電プラントの起動を行い、下回れば発電プラントの停止を行うという戦略をとるとする。このとき、最適なタイミングでプラントの起動・停止を行えるかを3つの価格モデルを用いて比較する。比較を行うモデルは(3.2)式の確定項を用いた価格モデル (proposed model)、前日に最適であったタイミングで起動・停止を行うモデル (previous model)、そしてSAR-IMA時系列モデル (SARIMA model)である。変動費 C_v が様々に変化する状況でプラントの価値の比較を行った結果が図5である。

図5における上部の棒グラフは、最適なタイミングでプラントの起動・停止を行うことができた場合の理想的な価値を表している。また、下部の折れ線グラフは、各モデルごとの予測価格に従ったタイミングで起動・停止を行った際の発電プラントの価値と理想的な価値との比を表している。本研究で提案するモデルは、現実的な変動費の範囲である5~9 [yen/kWh]を含むほぼ全範囲において、最も理想に近い起動・停止の

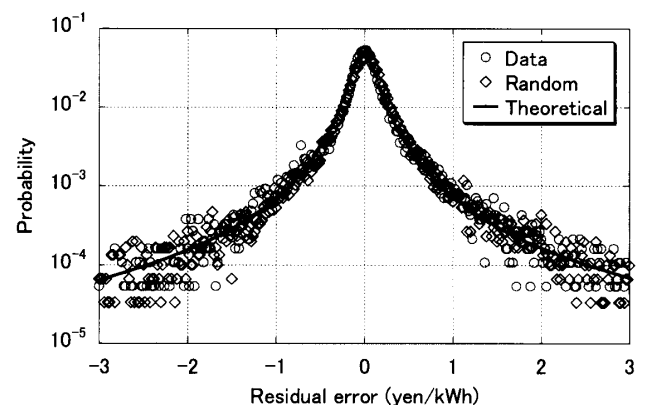


図3 Levy分布によるフィッティング

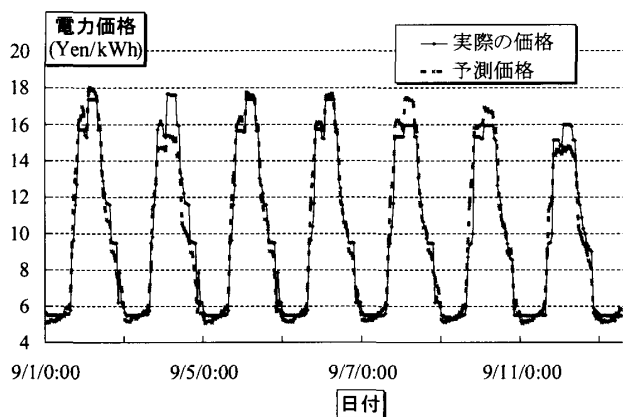


図4 9/1~9/30における平日の電力価格予測

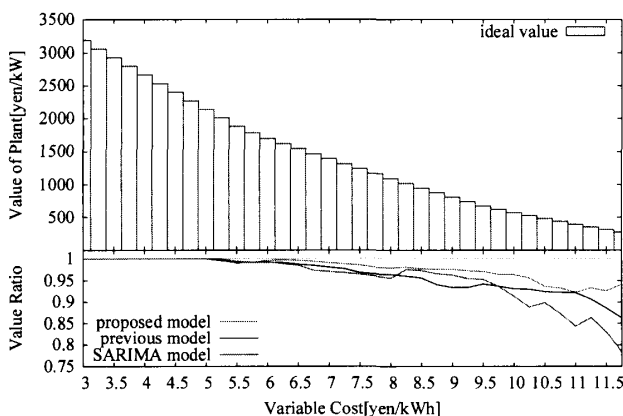


図5 発電プラントの価値測定

判断を行っていることが分かる。すなわち、今回提案するモデルを用いることで、プラントの起動・停止を高い精度で判断することが可能であるといえる。

3.3 発電プラントの起動・停止問題

3.2.2節において発電プラントの価値計算を行った際には、簡便化のため発電プラントの起動に掛かる費用を考慮していなかった。しかし、現実的には発電プラントの起動の費用を考慮する必要がある。そこで本節では、最適な起動価格と停止価格が変動費 C_v に比べてどう変化するかを算出する。ある起動価格を上回ったときに起動費用を支払って発電プラントを起動し、ある停止価格を下回ったときに停止するという戦略をとる。発電プラントの起動に掛かる費用を 20 [yen/kW]、変動費を 8 [yen/kWh] と設定し、発電プラントの価値を最大にするときの起動・停止価格を求めるためにモンテカルロ・シミュレーションを行う。その結果を図6に示す。最適起動価格は 9.65 [yen/kWh]、最適停止価格は 6.45 [yen/kWh] と求めた。すなわち、最適起動価格は変動費よりも高い値であり、最適停止価格は変動費よりも低い値になることが確認さ

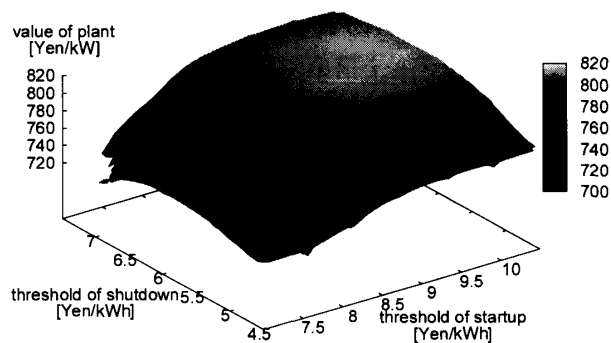


図6 最適起動停止価格の算出

れた。これはリアルオプション理論における機会費用が考慮された結果であり、リアルオプション特有の意思決定の延期やオプション価値が存在することが示された。

3.4 まとめ

本節では、JEPXにおけるスポット電力価格モデルを構築し、残差の分析を行うことで価格モデルの確率項がLevy分布に従うということを確認した。また、スポット電力価格モデルから将来の価格を高い精度で予測することが可能となった。さらに、価格モデルを用いて発電プラントの価値評価および、最適起動・停止問題の分析を行い、リアルオプション理論における意思決定の延期を示した。

4. おわりに

本稿で紹介したように、発電事業においてリアルオプションを用いて分析・評価すべき対象は多く存在することがわかる。特にこれからは、新技術の研究開発評価、環境やエネルギー安全保障などの問題を考慮した研究などが行われ、これらの研究とは別に、価格モデルとリアルオプションに関する研究が進んでいくものと考えられる。また、リアルオプションとゲーム理論の融合研究という近年の動向から、電力市場の参入競争問題に応用した研究が増え、さらに、このような研究が進んだ先には、リアルオプション的思考を持ったエージェント間の電力市場における競争ゲームといった、リアルオプションとエージェントベース・シミュレーションの融合研究が考えられる。

参考文献

- [1] Fleten, S.-E., Maribu, K. M. and Wangensteen, I. (2007), Optimal investment strategies in decentralized renewable power generation under uncertainty,

- Energy 32, 803-815.
- [2] Bøckman, T., Fleten, S.-E., Juliussen, E., Langhammer, H. J. and Revdal, I. (2008), Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects, *European Journal of Operational Research* 190, 255-267.
- [3] Wickart, M. and Madlener, R. (2007), Optimal technology choice and investment timing: A stochastic model of industrial cogeneration vs. heat-only production, *Energy Economics* 29, 934-952.
- [4] Siddiqui, A. S. and Maribu, K. M. (2007), Investment and upgrade in distributed generation under uncertainty, 11th Annual Real Options Conference, Berkeley, CA, USA (6-9 June 2007).
- [5] Gollier, C., Prout, D., Thais, F. and Walgenwitz, G. (2005), Choice of nuclear power investments under price uncertainty: Valuing modularity, *Energy Economics* 27, 667-685.
- [6] Siddiqui, A. S. and Fleten, S.-E. (2008), How to proceed with the Thorium nuclear technology: A real options analysis, 3rd Conference on Energy Economics and Technology, Dresden, Germany (11 April 2008).
- [7] Takashima, R., Naito, Y., Kimura, H. and Madarame, H. (2007), Decommissioning and equipment replacement of nuclear power plants under uncertainty, *Journal of Nuclear Science and Technology* 44, 1347-1355.
- [8] Thompson, M., Davison, M. and Rasmussen, H. (2004), Valuing and optimal operation of electric power plants in competitive markets, *Operations Research* 52, 546-562.
- [9] Takashima, R., Goto, M., Kimura, H. and Madarame, H. (2008), Entry into the electricity market: Uncertainty, competition, and mothballing options, *Energy Economics* 30, 1809-1830.