

東京大学 大学院新領域創成科学研究科
基盤科学研究系
先端エネルギー工学専攻

平成 20 年度

修士論文

確率計画法による日本のエネルギーセキュリティ向上施策
の最適化に関する研究

2009 年 2 月提出
指導教員 藤井 康正 准教授

76219 向山 峻介

内容梗概

日本はエネルギー資源の多くを輸入に依存している。特に石油のおもな輸入相手国は中東諸国であり政治的に不安定であるという問題がある。輸入相手国の情勢が悪化すれば、石油価格の高騰、さらには供給障害というエネルギーセキュリティ上のリスクが考えられる。そういったリスクを回避する手段の一つとして石油備蓄がある。日本においても石油備蓄は行われている。石油ショックや湾岸戦争などの石油の安定供給を脅かす出来事もあり、1970年代から石油備蓄量は徐々に増加し、現在では国家備蓄と民間備蓄を合計して約180日間の国内需要を賄うことができる量になっている。しかし、その石油備蓄量が定量的に考えて最適であるかどうかは疑問であり、石油備蓄を積極的に運用することの意義も考えられる。また発電に関してもエネルギーセキュリティ上の観点から現在の電源構成が最適かどうかの検証をする必要がある。本研究では石油の供給障害リスクを考慮した上で、日本国内のエネルギー需要を勘案し、かつ日本全体のエネルギーシステムコストを最小化する方法を提案することを目的としている。

第1章では研究背景として石油備蓄設備の現状と役割について述べた後、本研究の目的を説明する。

第2章では石油価格の不確実性を模擬する際に使用する確率過程と、その確率過程を解くために必要となる伊藤公式による確率微分方程式について概説する。また、確率微分方程式の数値解析解を解くために必要とされる有限差分法の基本的な特徴や考え方について示す。

第3章では本研究で想定する日本のエネルギーシステムについての設定を行い、エネルギーシステムコストの定義を行った。また、1日間のエネルギーシステムコストが石油価格や供給障害状態によってどのように変化するかについての計算結果についても示す。

第4章では日本のエネルギーセキュリティ上のリスクとなる不確実性（石油価格の変動・石油の供給障害）の模擬方法について説明した。これらの不確実性に加えて、状態変数を考慮した確率動的計画法を用いた総エネルギーシステムコストの導出方法と、本論文で提案する差分法による具体的な数値解析方法について説明する。

第5章では前述した手法を用いて総エネルギーシステムコストを算出する。さらに計算された総エネルギーシステムコストを用いることで、石油備蓄の最適運用計画を導出し、供給障害確率などのパラメータが与える影響を分析する。

第6章では、より長期間にわたる解析を可能とするために短期モデルを元に長期モデルを構築する。長期モデルによる解析を行うことで最適設備計画や長期にわたるエネルギーシステムコストの評価を行い、またコージェネレーションシステムや電気自動車の普及についての仮定を行い、エネルギーシステムコストに与える影響について分析を行う。

第7章では本研究において得られた知見と今後の課題を述べる。

第1章	序論	1
1.1	研究背景	1
1.1.1	石油備蓄の役割と展望	1
1.1.2	日本における石油備蓄	3
1.1.3	緊急時の放出	6
1.1.4	石油備蓄の運用	7
1.2	研究目的	7
第2章	確率過程と数値解析法	8
2.1	確率過程と確率微分方程式	8
2.1.1	標準ウィナー過程と一般ウィナー過程	8
2.1.2	平均回帰過程	9
2.1.3	伊藤の定理	10
2.2	有限差分法による数値解析手法	12
2.2.1	有限差分法による変微分方程式の数値解析	12
2.2.2	差分近似の方法	13
第3章	エネルギーシステムコスト	15
3.1	日本のエネルギーシステムコスト	15
3.1.1	エネルギーシステムコストの定義	15
3.1.2	消費者効用の評価	19
3.1.3	電力とエネルギー資源の需給	21
第4章	確率動的計画法による総エネルギーシステムコストの導出	26
4.1	石油価格と供給障害の不確実性	26
4.1.1	価格モデル	26
4.1.2	供給障害モデル	31
4.2	確率動的計画法による総エネルギーシステムコストの導出	32
4.3	確率動的計画法による石油備蓄の運用	36
第5章	短期モデル	37
5.1	前提条件	37
5.2	総エネルギーシステムコスト	38
5.3	石油備蓄の運用結果	39
5.3.1	石油備蓄の運用結果	40
5.3.2	供給障害平均発生間隔の影響	41
5.3.3	供給障害平均持続時間の影響	43
5.3.4	解析期間の影響	44
5.3.5	境界条件の影響	44
第6章	長期モデル	46

6.1	長期モデルの概要.....	46
6.1.1	長期モデルと短期モデルの関係.....	46
6.1.2	長期モデルの石油価格モデル.....	47
6.2	総エネルギーシステムコストの導出.....	49
6.3	境界条件.....	50
6.4	設備計画の導出.....	52
6.4.1	設備容量に関する想定.....	52
6.4.2	線形計画問題の立式.....	52
6.5	長期モデルのパラメータ.....	55
6.6	長期モデルの結果.....	55
6.6.1	総エネルギーシステムコスト.....	55
6.6.2	設備計画.....	56
6.6.3	電気自動車の導入による影響.....	57
6.6.4	コージェネレーションシステムやヒートポンプの導入による影響.....	59
第7章	結論	62
7.1	本研究の成果.....	62
7.2	今後の課題.....	63

第1章 序論

1.1 研究背景

1.1.1 石油備蓄の役割と展望

1.1.1.1 はじめに

地球上には石油をはじめ、石炭、原子力、天然ガス、水力など様々なエネルギー資源が存在している。エネルギーはその国の国民生活や経済の原動力となるものであり、その安定供給を確保することはすべての国にとって重要な課題の一つである。特に日本は、アメリカ、中国、ロシアに次ぐ世界第 4 位のエネルギー消費国だが、そのエネルギーの構成比をみると、石油の占める割合が 48% と非常に高く、その石油の 99.7% は海外からの輸入に頼っているのが現状である。

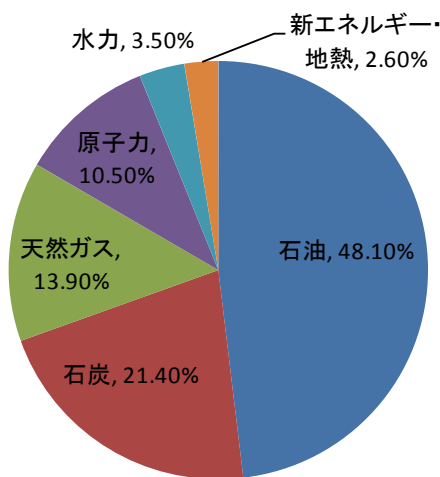


図 1－1 日本のエネルギー供給源

表 1－1 主要国のエネルギー供給構造

	日本	アメリカ	オランダ	ドイツ	フランス
石油依存度	47%	41%	39%	36%	34%
エネルギー輸入依存度	85%	29%	44%	62%	51%
石油中東依存度	90%	23%	41%	8%	27%

1.1.1.2 世界情勢と石油

石油は他の国際商品と違い、その価格や供給量に関し、国際政治・経済の影響を非常に受けやすいといわれている。1973 年秋には、中東戦争に端を発した中東産油国による禁輸措置により、第一次石油危機が起こった。その後も 1990 年の湾岸戦争、2001 年のアメリカ同時多発テロ、2003 年のイラク戦争等、国際政治情勢が石油供給量に不安を与え、その結果、石油価格に大きな影響を与えてきた。さらに、最近では中国・インドにおけるエネルギー需要拡大や 2005 年にアメリカを襲ったハリケーン被害、イラン核開発問題等による石油価格の高騰という新たな問題も顕在化している。輸入依存度の高い日本では、今後もこうした世界情勢に、石油の安定的な供給が大きく影響される可能性がある。図 1－2 は、原油価格推移を、表 1－2 は、石油供給の中断危機の事例について示している。¹

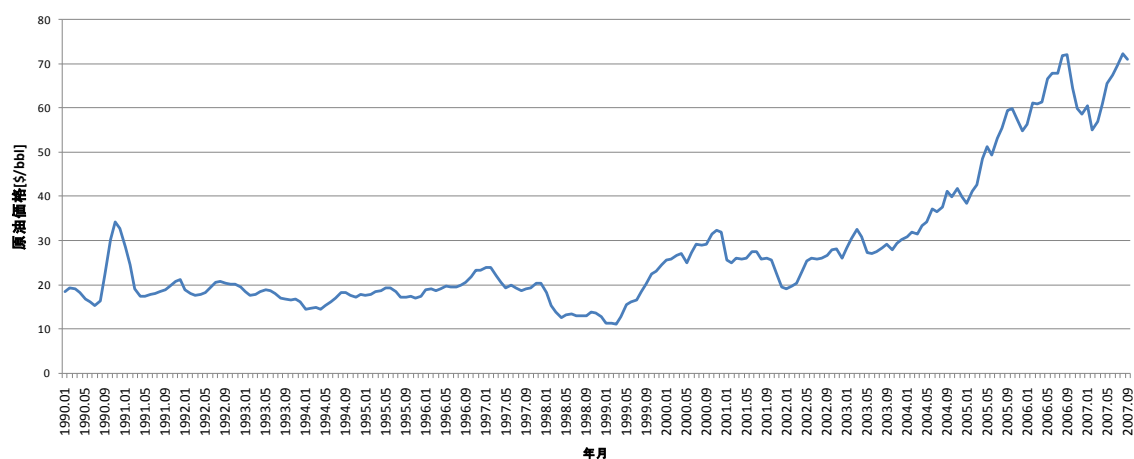


図 1－2 原油価格の推移

表 1－2 石油の供給障害事例

事件	開始日	中断期間(月)
イラン油田国有化	1951. 03. 01	44. 7
スエズ動乱	1956. 11. 01	5. 0
シリア通行料紛争	1966. 12. 01	4. 0
6日間戦争	1967. 06. 01	3. 1
ナイジェリア内戦	1967. 07. 01	16. 3
レバノン僱傭紛争	1970. 05. 01	9. 2
アルジェリアーフランス戦争	1971. 04. 01	5. 1
レバノン政治紛争	1973. 03. 01	3. 1
第四次中東戦争	1973. 10. 01	6. 1
レバノン内戦	1976. 04. 01	2. 0
サウジアラビア油田火災	1977. 05. 01	1. 0
イラン革命	1978. 11. 01	6. 0
イラン・イラク戦争	1980. 10. 01	4. 1
英国パイパー・アルファ基地爆発事故	1988. 07. 01	17. 3
英国フルマー事故	1988. 12. 01	4. 0
エクソン・バルディス号座礁事故	1989. 03. 24	0. 5
英国コーモラント・アルファ基地爆発事故	1989. 04. 01	3. 0
イラク・クウェート戦争	1990. 08. 01	12. 0
米国対イラン経済制裁	1995. 08. 01	1. 0
ノルウェー石油関係者ストライキ	1996. 05. 01	1. 0
ナイジェリア内戦	1997. 03. 01	1. 0
ナイジェリア国内紛争	1998. 03. 03	3. 0
OPEC減産	1999. 04. 01	12. 0
ベネズエラストライキ	2002. 12. 02	2. 5
イラク戦争	2003. 03. 19	1. 4

1.1.2 日本における石油備蓄

1.1.2.1 石油備蓄体系

我が国の石油・石油ガス備蓄事業は、国の直轄事業として実施している国家備蓄と、民間石油会社等が法律により義務付けられて実施している民間備蓄の 2 本立てで進められている。

石油の国家備蓄は、全国 10 カ所の国家石油備蓄基地と民間から借上げたタンクに約 5,000 万 kl の原油が貯蔵されており、民間備蓄は、備蓄義務のある民間石油会社等により、約 4,000 万 kl の原油及び石油製品が備蓄されている。

国家備蓄、民間備蓄を合わせた約 9,000 万 kl の石油は備蓄日数に換算すると約 168 日分(2006 (平成 18 年 3 月現在) となり、万一石油の輸入が途絶えた場合でも現在と同様の生活が 168 日間継続できるということになる。

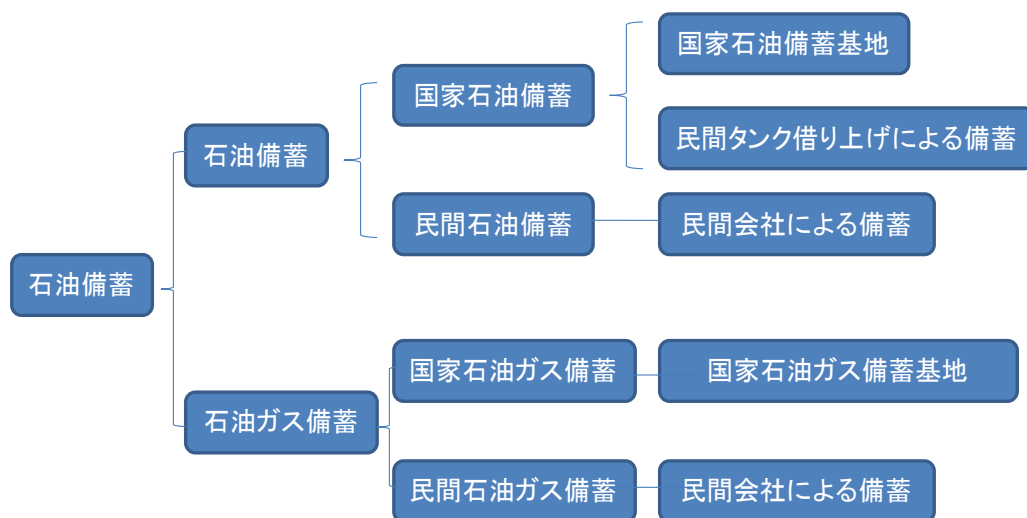


図1-5 日本の石油備蓄構造

1.1.2.2 備蓄量の推移と歴史

石油備蓄は、石油の供給が不足する事態が生じた場合においても、その安定的な供給を確保し、国民生活及び国民経済に著しい混乱が生じるのを回避することを目的としており、世界各国が積極的に取り組んでいる。資源に恵まれない日本においても、その必要性から1972年度から民間備蓄事業が開始され、また、1978年度からは、国家備蓄事業が開始された。

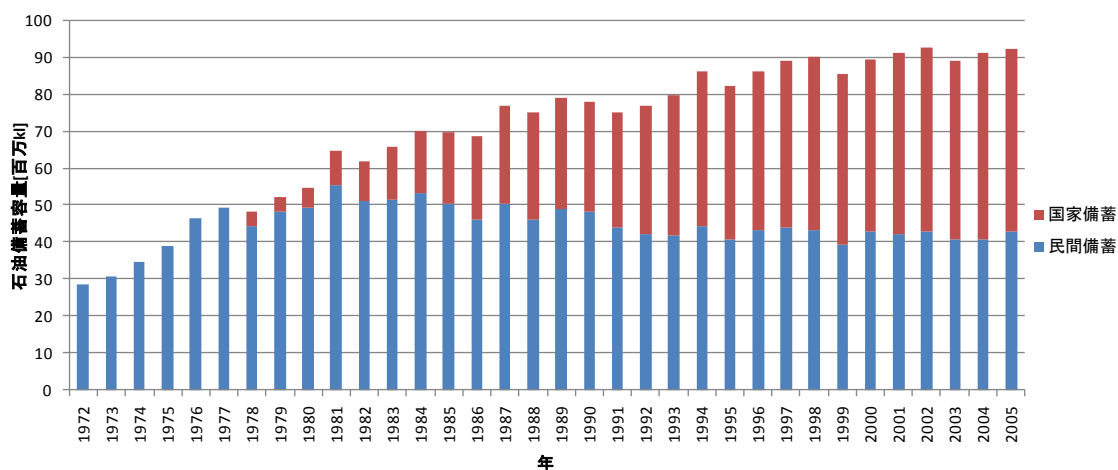


図1-6 石油備蓄量の推移

1.1.2.3 石油備蓄予算

以下の図1－7は石油備蓄の平成17年度予算を表わしている。²
合計額は2141億円になっている。予算の中でも大きい割合を占めているのが、基地借入金償還、原油管理委託費、民間タンク借上料となっている。国家備蓄は国が保有する国家石油備蓄基地によって行うものと、民間タンクを借り上げて行う2種類があり、民間タンク借上料とは後者に対応するコストである。

基地の確保や運営に関して多大なコストがかかっていることが分かる。

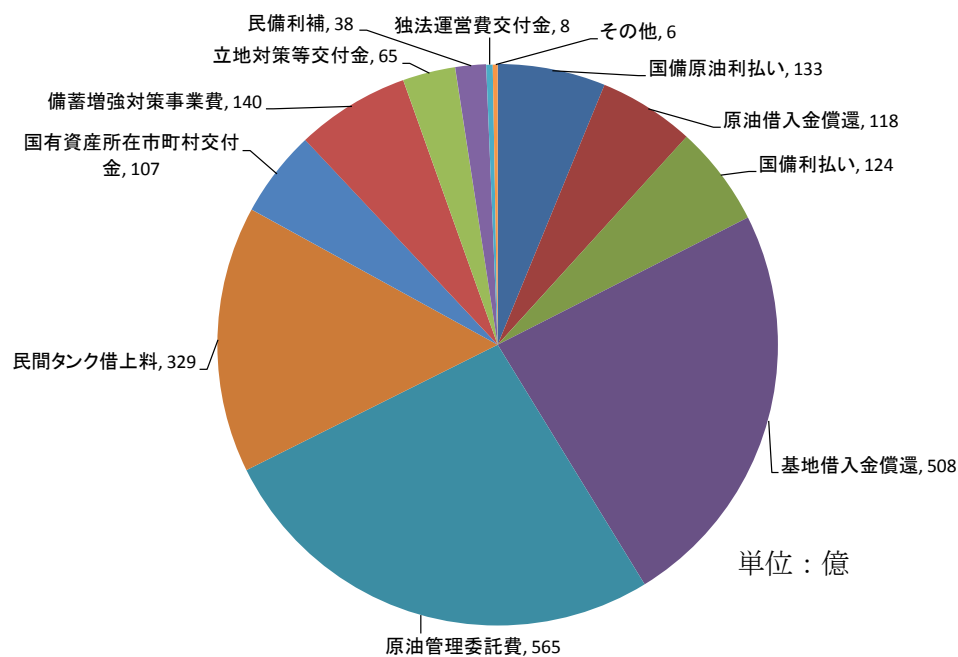


図1－7 石油備蓄予算の構造

1.1.3 緊急時の放出

1.1.3.1 緊急放出のスキーム

石油供給が不足または不足するおそれがある事態が発生した場合に、国民生活・経済の混乱を防止しつつ石油の安定供給を図るためには、適切な初期対応が重要である。具体的措置を講ずるにあたってはIEAとの協調・連携を基本としつつ、また、供給削減の程度、予想される継続期間、国内需給動向などを勘案して、石油備蓄の放出や、需要抑制などの対応措置を機動的かつ適切に組み合わせて対応することが必要である。³

図 1－8 石油備蓄の緊急時放出体制

CERM(Co-ordinated Emergency Response Measures)：協調的緊急時対応措置、石油供給の途絶等緊急事態が発生または発生のおそれがある場合には、加盟国が協調して備蓄の放出を行う。

ESS(Emergency Sharing System)：石油緊急融通制度、国際エネルギー計画に関する協定上、IEA 加盟国全体又は特定国の石油供給途絶量が消費量の 7 %を超えた場合に ESS が発動される。

1.1.3.2 放出体制整備

1987 年度から、国家備蓄石油放出に係る荷役技術の維持、向上を目的として、実際にタンカーを国家石油備蓄基地に配船し、国家備蓄石油の搬出及び搬入を行う緊急放出実技訓練を実施している。また 1997 年度からは、これまでの緊急放出訓練を補完するものとして、タンカーの配船を伴わない緊急放出代替訓練を実施している。

1.1.3.3 緊急放出訓練

緊急時において備蓄石油の迅速かつ円滑な放出ができるような対応体制を確立するために、1987 年度から緊急時の対応に近い状態で、実際にタンカーを国家石油備蓄基地に着陸させ、国家備蓄石油の搬出及び搬入をすることにより緊急放出訓練を実施している。1997 年度からは、これまでの緊急放出訓練を補完するものとして、備蓄原油の搬出入は行わないものの、荷役技術の維持を目的として、新たに代替訓練を実施している。

1.1.4 石油備蓄の運用

日本においては緊急時以外の放出は行われていない。韓国⁴の国家備蓄石油の放出実績を見ると、緊急時以外の運用が積極的に行われており最も多い基地で年間 30 回以上の貸付を実施している事例もある。⁴ 緊急時以外の放出の具体的な状況として、タンカー到着遅延等の短期的障害が発生した石油会社の申請に応じて石油貸付が行われる場合がある。日本においても緊急時以外の放出を積極的に行うことで様々なメリットが生まれる。具体的なメリットの第一として、放出の頻度が上昇することで放出体制がより整備され、緊急時放出の確実性・安全性が確保される。メリットの第二としてコスト面での優位性が挙げられる。緊急放出訓練の単独実施の不要化によりコストを削減でき、また放出時の市況によっては売買差益の確保が可能となる。メリットの第三としてデモンストレーション効果がある。「放出の必要があればいつでも放出できる」という国民の安心感を増幅させることにより緊急時の混乱を未然に防ぐ効果が期待される。このように様々なメリットが考えられるが、デメリットとして石油備蓄の放出が石油の市場価格に影響を与えることが予想され日本経済に思わぬ影響を与える可能性も考えられる。

1.2 研究目的

石油の供給障害リスクや石油価格変動リスクに備えるために石油備蓄が行われているが、石油備蓄量に関する定量的な分析が必要になる。また、これらのリスクに対しては石油備蓄量の増減のみで対応するのではなく、電源構成なども含めた総合的な対応が必要になる。

現在は石油備蓄の運用については緊急時の放出という目的以外では行われていない状況であるが、積極的に運用を行うことで単に供給障害などのリスクバッファとしての役割以上に意義を持つことが考えられる。そこで本研究では石油備蓄の最適運用戦略を導出についても考察する。本論文では、金融工学にも適応される確率微分方程式と確率動的計画法を応用し、石油価格と供給障害の不確実性を考慮した上で、石油備蓄量を状態量と考え、それらの価値を数量化する数学的モデルを提案する。そしてその結果を検証すると共に、石油備蓄設備の最適運用計画に不確実性の及ぼす影響について検討を行い、様々なパラメータを変化させて定量的に分析する。

第2章 確率過程と数値解析法

本章では、不確実な現象をモデル化する確率過程を概説し、本論文で用いる伊藤の定理と確率微分方程式について説明する。また確率微分方程式を数値解析する際に用いる、モンテカルロ法と有限差分法の基本的なアルゴリズムを示す。

2.1 確率過程と確率微分方程式

時間とともに変化する確率変数 $X(t)$ で表される確率的な現象を、「確率過程」という。金融工学では、資産または証券の価格などの価格は時間的な推移に伴って予想できない形でランダムに変動する。この資産価格の変動をどのような確率過程で記述するのが妥当であるかという問題は、長年にわたって研究されてきた。ここでは、本論文に深いかかわりを持つ数種類の確率過程について、またその微分方程式について説明する。

2.1.1 標準ウィナー過程と一般ウィナー過程

確率変数 $Z_t = Z(t)$ に対し、

$$dZ_t \equiv Z_{t+dt} - Z_t \quad (2-1)$$

もし dZ_t が平均 0、分散 dt の正規分布に従う時、 dZ_t をホワイトノイズと呼び、 Z_t を標準ウィナー過程と呼ぶ。標準ウィナー過程は次の性質を持つ。

性質 1 $E[dZ_t] = 0$

性質 2 $E[dZ_t \cdot dt] = dt E[dZ_t] = 0$

性質 3 $Var[dZ_t] = E[(dZ_t)^2] = dt$

つまり、 dZ_t の分散は dt となり消滅しないが、 $[(dZ_t)^\alpha]$, $\alpha > 1$ の分散は消滅する。確率変数 dZ_t の関数 $f(\cdot)$ について $Var[f(dZ_t)] = 0$ ならば、 $E[f(dZ_t)] = f(dZ_t)$ となる。従って、確率変数の計算ルールとして次の性質を得る。

ルール 1 $(dZ_t)^2 = dt$

ルール 2 $dZ_t \cdot dt = 0$

ここで、標準ウィナー過程 Z_t を与えられたとき、次のように拡張された確率過程 X_t ,

$$dX_t = \mu_{X,t} dt + \sigma_{X,t} dZ_t \quad (2-2)$$

を一般ウィナー過程と呼ぶ。

特に $\mu_{X,t} = \mu$, $\sigma_{X,t} = \sigma$ なる定数のパラメータのとき、代数ウィナー過程と呼び、 μ は期待値を表すドリフト、 σ は不確実性を表すボラティリティと呼ぶ。⁵

2.1.2 平均回帰過程

原油や電力等のエネルギー価格や金利等については、長期的に一定価格に収斂する傾向(平均回帰性)があり、その傾向を取り入れた確率過程として平均回帰過程が用いられており、以下のような式で与えられる。

$$dX_t = \alpha(\mu - X_t)dt + \sigma X_t^\gamma dZ_t \quad (2-3)$$

ただし、 α : 回帰速度(>0)
 μ : 長期均衡値(>0)
 σ : ボラティリティ(>0)
 γ : 任意パラメータ
 dZ_t : ウィナー過程

ここで、 $E[dX_t] = \alpha(\mu - X_t)dt$ となるから、もし $X_t > \mu$ ならば、 $E[dX_t] < 0$ となって将来の X_t を引き下げる傾向にある。逆に $X_t < \mu$ ならば X_t を引き上げる力が作用する。このように現在の価格が μ から離れすぎると μ に引き戻される性質を指して平均回帰過程と呼んでいるのである。

なお、 $Var[dX_t] = \sigma^2 X_t^{2\gamma} dt$ となり、 $\gamma > 1/2$ に対して、現在の価格 X_t が大きい時 dX_t の分散も大きい。この確率過程は次のような性質を持つ。

性質 1 $X_0 > 0$ である限り、確率 1 で $X_t > 0$ である。

性質 2 $X_t \rightarrow 0$ の時、 $E[dX_t] \rightarrow \alpha \mu > 0$ となり、 $Var[dX_t] \rightarrow 0$ となる。

2.1.3 伊藤の定理

伊藤の定理とは、 X_t が(2-2)式のような確率微分によって記述される時、 X_t の関数 f の確率微分がどのように表現されるかを示したものである。

(2-2)式で与えられる確率過程 X_t と t の関数 $f_{X_t,t} \equiv f(X_t,t)$ は、 t に関して連続微分可能で、 X_t

の実現地 x に関して2回連続微分可能な関数と仮定すると、テーラー展開すれば、

$$\begin{aligned} df_{X_t,t} &= f_{X_t+dX_t,t+dt} - f_{X_t,t} \\ &= \frac{\partial f}{\partial t} dt + \frac{\partial^2 f}{\partial t \partial X} dt dX + \frac{\partial f}{\partial X} dX + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 f}{\partial X^2} dX^2 \\ &= \frac{\partial f}{\partial t} dt + \frac{\partial^2 f}{\partial t \partial X} dt [\mu_{X_t,t} dt + \sigma_{X_t,t} dZ] + \frac{\partial f}{\partial X} [\mu_{X_t,t} dt + \sigma_{X_t,t} dZ] \\ &\quad + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 f}{\partial X^2} [\mu_{X_t,t}^2 (dt)^2 + \sigma_{X_t,t}^2 (dZ)^2 + 2\mu_{X_t,t} \sigma_{X_t,t} dt dZ] \end{aligned}$$

ここで、 $(dt)^2 = 0$, $dt \cdot dZ = 0$, $(dZ)^2 = dt$ の3つのルールを適用すると、

$$df_{X_t,t} = \left[\frac{\partial f}{\partial t} + \mu_{X_t,t} \frac{\partial f}{\partial X} + \frac{1}{2} \sigma_{X_t,t}^2 \frac{\partial^2 f}{\partial X^2} \right] dt + \sigma_{X_t,t} \frac{\partial f}{\partial X} dZ_t \quad (2-4)$$

$$a_f \equiv \left[\frac{\partial f}{\partial t} + \mu_{X_t,t} \frac{\partial f}{\partial X} + \frac{1}{2} \sigma_{X_t,t}^2 \frac{\partial^2 f}{\partial X^2} \right], \quad b_f \equiv \sigma_{X_t,t} \frac{\partial f}{\partial X} \text{ とおくと、式は}$$

$$df_{X_t,t} = a_f dt + b_f dZ_t \quad (2-5)$$

従って、確率変数 X_t の関数 $f_{X_t,t}$ もまた(2-2)式と同じ形の確率微分方程式で表現できるので

ある。このことから、この定理を伊藤の交換公式とも呼ぶ。

次に、 n 次元のウィナー過程 $\{Z_i(t), i=1,2,\dots,n\}$ に対する伊藤の定理の一般型を述べる。

$$dX_i(t) = a_i(X(t),t)dt + b_i(X(t),t)dZ_i(t) \quad i=1,2,\dots,n \quad (2-6)$$

で記述される n 個の確率過程のベクトル $X(t) = \{X_1(t), X_2(t), \dots, X_n(t)\}$ が与えられたとき、関数 $f = f(t, X_1(t), X_2(t), \dots, X_n(t))$ は t に関して連続微分可能、各 X_i に関して2回連続微分可能であるとする、テーラー展開により、

$$df = \frac{\partial f}{\partial t} dt + \sum_{i=1}^n \frac{\partial f}{\partial X_i} dX_i(t) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{\partial^2 f}{\partial X_i \partial X_j} dX_i(t) dX_j(t) \quad (2-7)$$

ここで，ウィナー過程 dZ_i と dZ_j の相関係数を $\rho_{ij} \cdot dt = E[dZ_i \cdot dZ_j]$ とし，(2-6)式を(2-7)式に代入し，上記で述べたウィナー過程の計算ルールを適用すれば，次の式が得られる。

$$df = \left[\frac{\partial f}{\partial t} + \sum_{i=1}^n a_i \frac{\partial f}{\partial X_i} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \rho_{ij} b_i b_j \frac{\partial^2 f}{\partial X_i \partial X_j} \right] dt + \sum_{i=1}^n b_i \frac{\partial f}{\partial X_i} dZ_i(t) \quad (2-8)$$

2.2 有限差分法による数値解析手法

差分法とは、微分方程式を差分方程式で近似して解く方法のことである。派生商品の評価にあたり差分法を用いることは、解が一意に求まることや、初期値の値を固定する必要がない等の利点があるが、数式を解析的に解かなければならないことや、計算時間や必要記憶容量の制約により、変数の数やその刻み幅の数をあまり大きくすることができない等の問題点がある。以下に偏微分方程式の差分法による数値解法について述べる。⁶

2.2.1 有限差分法による変微分方程式の数値解析

以下では、(2-9)式に示す 2 階線形偏微分方程式について、有限差分法を用いた偏微分方程式の数値解法のプロセスを説明する。

$$0 = a_0 + a_1 F(x, t) + a_2 \frac{\partial F(x, t)}{\partial x} + a_3 \frac{\partial^2 F(x, t)}{\partial x^2} + a_4 \frac{\partial F(x, t)}{\partial t} \quad (2-9)$$

ステップ 1 : グリッドの設定

x に関して十分小さな X_{min} と十分大きな X_{max} をとり、適当な N 個の区間に区切る。次に時間 t に関しても、現在の時点 t_0 、満期 T として M 個の適当な区間に区切る。

このようにして、時間 t と変数 x 平面を長方形グリッドに分割する。

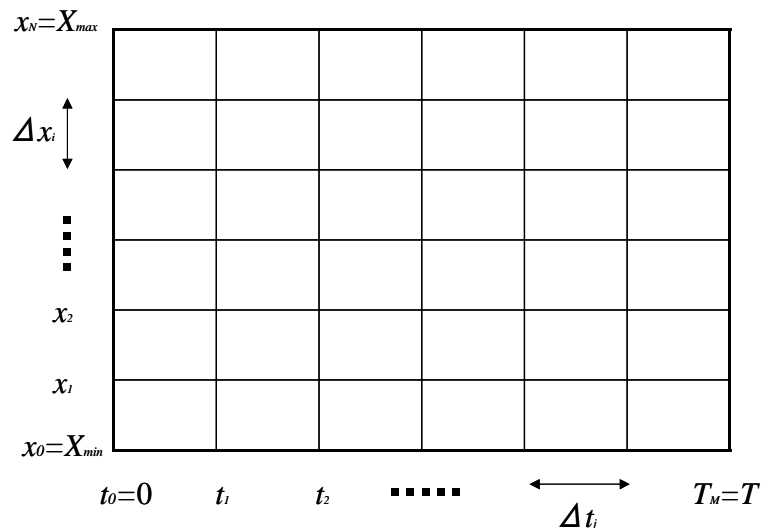


図 2-1 グリッドの設定

ステップ 2 : 偏微分方程式の差分近似

偏微分方程式の偏微分を差分で置き換える。この置き換え方にはいくつか方法があり、

それによって近似誤差やアルゴリズムが異なってくる。

ステップ3：満期時点の $F(x, T)$ の計算

満期時点の $F(x, T)$ の値を $F(x_i, t_M)$ の境界条件として与える。

ステップ4：1 時点前の関数 $F(x_i, t_{j-1})$ を計算する

偏微分を差分で置き換えることによって、 $F(x_i, t_j)$ と $F(x_i, t_{j-1})$ の関係が明らかにされるので、これと境界条件の $F(x_i, t_M)$ から $F(x_i, t_{M-1})$ の値を計算する。

以下、ステップ4を繰り返し適用することによって、現在時点における $F(x_i, t_0)$ の値が計算できる。

2.2.2 差分近似の方法

関数 $F(x, T)$ に関する偏微分を差分近似する。1 階の偏微分 $\partial F / \partial x$ の差分近似には、前進差分、後退差分、そして中心差分がある。このうち、前進差分近似と後退差分近似は時間に関する偏微分の差分近似と同様に定義される。以下、それぞれの差分近似は次のようになる。

● 前進差分近似

$$\frac{\partial F}{\partial x} \approx \frac{F_{i+1,j} - F_{i,j}}{\Delta x} \quad (2-10)$$

● 後退差分近似

$$\frac{\partial F}{\partial x} \approx \frac{F_{i,j} - F_{i-1,j}}{\Delta x} \quad (2-11)$$

● 中心差分近似

$$\frac{\partial F}{\partial x} \approx \frac{F_{i+1,j} - F_{i-1,j}}{2\Delta x} \quad (2-12)$$

図は、関数 $F(x, T)$ における、 $\partial F / \partial x$ に関する 3 つの差分近似を表したものである。

関数 $F(x, T)$ に関する 2 階の偏微分 $\partial^2 F / \partial x^2$ の差分近似は次のように与えられる。

$$\frac{\partial^2 F}{\partial x^2} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial F}{\partial x} \right) \approx \left(\frac{F_{i+1,j} - F_{i,j}}{\Delta x} - \frac{F_{i,j} - F_{i-1,j}}{\Delta x} \right) / \Delta x = \frac{F_{i+1,j} - 2F_{i,j} + F_{i-1,j}}{(\Delta x)^2} \quad (2-13)$$

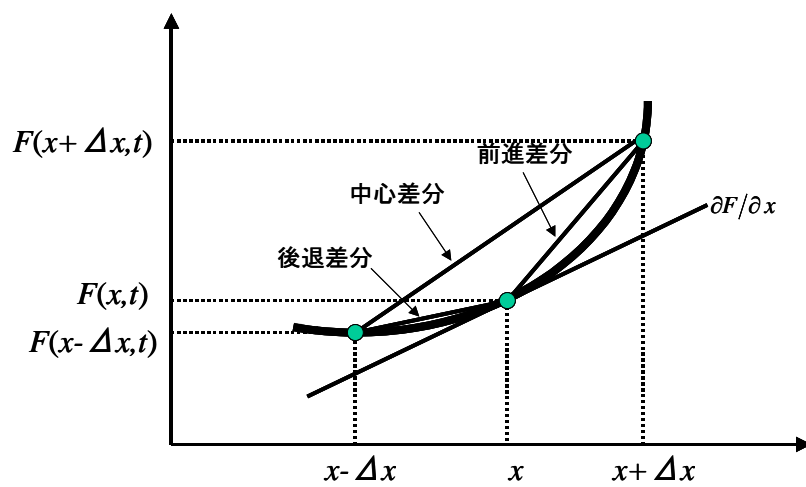


圖 2 - 2 差分近似

第3章 エネルギーシステムコスト

本章では、日本のエネルギーシステムコストについて定義し、日本にとってのエネルギーセキュリティ上のリスクである不確実性（石油価格の変動と供給障害の発生）の模擬方法について説明する。またそれらの不確実性と、状態変数を考慮した確率動的計画法を用いた総エネルギーシステムコストの導出方法を述べ、差分法による具体的な解法を説明する。

3.1 日本のエネルギーシステムコスト

本節では日本のエネルギーシステムモデルについて説明し、そのエネルギーシステムコストを定義する。石油備蓄設備を保有する日本は、刻々と変化する石油価格といつ発生するか分からない供給障害や復旧を考慮して石油備蓄の運用戦略を導出しなければならない。

3.1.1 エネルギーシステムコストの定義

本研究において主要なエネルギー資源として石油・石炭・天然ガス・ウランを考え、日本はこれらの資源を世界各国から輸入する。日本国外の輸送経路などは明示的に考慮せず、日本に到着するエネルギー資源価格や輸入量の確率的变化をモデル化する。日本国内は発電部門と非発電部門に分け、発電部門に関しては電源構成も最適化の対象とする。

エネルギー資源の輸出入が正常に行われている間は石油備蓄の運用（積み増しや取り崩し）を行い、実際に供給障害が起こった場合には石油備蓄を取り崩して国内需要に対応するものとする。供給障害リスクは石油についてのみ考慮する。価格変動リスクについても石油を対象とし、天然ガス価格は石油価格に連動するものとする。他のエネルギー資源価格については一定であると想定する。以上のモデル概要は以下の図3-1のように表現できる。

本研究では図3-1のモデルを元に短期モデルと長期モデルの2種類のモデルを想定する。短期モデルでは、石油備蓄設備や発電設備の容量を外生的に与えた上で日毎の石油備蓄の運用や発電に関する意思決定の最適化を行うことを目的とし、長期モデルでは、設備容量に関する意思決定を可能にするモデルとする。

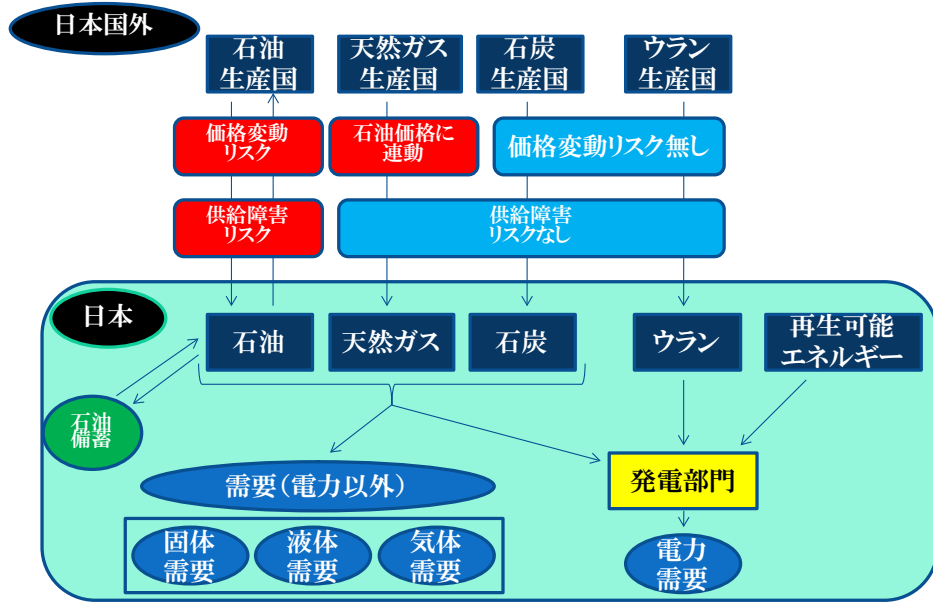


図 3-1 本研究のモデル

1 日間のエネルギーシステムコストである TC を以下の式で定義する。

$$TC = TC_0 + \sum_{i=u,c,g,o} P_i \times Q_i + TPenalty \quad (3-1)$$

TC : 1 日間のエネルギーシステムコスト

TC_0 : 再生可能エネルギー発電コストと発電設備費用

P_i : 第 i 資源価格 ($i \in \{u: \text{ウラン}, c: \text{石炭}, g: \text{天然ガス}, o: \text{石油}\}$)

Q_i : 第 i 資源輸入量

$TPenalty$: 1 日のペナルティー（基準需要より供給量が減少もしくは増加することによる消費者効用の増減分を評価したもの）

（1）発電部門

本モデルでは発電部門における意思決定も最適化の対象となっており、 TC を最小化するために式の条件を満たすような意志決定が行われる。

$$\sum_{j=1}^5 X_{j,h} - S_h + Short_{E,h} - Over_{E,h} + Alt = Load_h \quad (3-2)$$

$$Short_{E,h} = ShortRate \times Load_h \quad (3-3)$$

$$Over_{E,h} = OverRate \times Load_h \quad (3-4)$$

$X_{j,h}$: 時間帯 h における第 j 種発電電力 ($j \in \{1: \text{原子力}, 2: \text{石炭火力}, 3: \text{天然ガス火力}, 4: \text{石油火力}, 5: \text{揚水}\}$)

S_h : 時間帯 h における揚水発電所の揚水動力用電力

Alt : 再生可能エネルギー発電出力

$Short_{E,h}$ ：時間帯 h における不足電力

$Over_{E,h}$ ：時間帯 h における増加電力

$Load_h$ ：時間帯 h における電力負荷

不足電力と増加電力については、各時間帯について同じ割合として設定する。

$ShortRate$ ：不足電力割合

$OverRate$ ：増加電力割合

(2) 非発電部門

$$Supply_i + Short_i = Demand_i + Over_i \quad (3-5)$$

ウラン以外の資源については、発電部門以外にも需要があるため、需給バランスを取る。

$Demand_i$ ：第 i 資源需要量($i \in \{c: \text{石炭} g: \text{天然ガス} o: \text{石油}\}$)

$Supply_i$ ：第 i 資源供給量

$Short_i$ ：第 i 資源不足量

$Over_i$ ：第 i 資源余剰量

(3) エネルギー資源需給

日本国内で1日間に消費されたエネルギー資源と輸入されたエネルギー資源のバランスを取る。石油に関しては石油備蓄の積増・放出を考慮し、また供給障害による輸出入量の上限が制約として加わり、以下の式のようなになる。

$$Q_u = \sum_{h=1}^{24} R_u \times X_{1,h} \quad (3-6)$$

$$Q_c = \sum_{h=1}^{24} R_c \times X_{2,h} + Supply_c \quad (3-7)$$

$$Q_g = \sum_{h=1}^{24} R_g \times X_{3,h} + Supply_g \quad (3-8)$$

$$Q_o + Draw = \sum_{h=1}^{24} R_o \times X_{4,h} + Supply_o + Add \quad (3-9)$$

$$Q_o \leq Ip \quad (3-10)$$

R_i ：発電電力 1[kWh]あたりの第 i 資源使用量

$Draw$ ：石油備蓄放出量

Add ：石油備蓄積増量

Ip ：石油の1日当たり最大輸出入量

(4) ペナルティー

電力とエネルギー資源のそれぞれについて基準需要に対して供給量が増加もしくは減少することによる消費者効用の増減分を評価し、以下の式のように表す。評価された消費者効用の増減をペナルティーと表現する。

$$Penalty_E = C(Load, P_E, Short_E) \quad (3-11)$$

$$Penalty_i = C(Demand_i, P_i, Short_i) \quad (3-12)$$

$$TPenalty = Penalty_E + Penalty_o + Penalty_c + Penalty_g \quad (3-13)$$

$Penalty_E$: 電力にかかるペナルティー

$Penalty_i$: 第*i*資源にかかるペナルティー ($i \in \{c: \text{石炭}, g: \text{天然ガス}, o: \text{石油}\}$)

C : 消費者効用の増減を評価するための関数 (次項参照)

(5) その他

a) 設備容量制約

$$X_{i,t} \leq (1 - u_i) \times K_i \quad (3-14)$$

$$S_t \leq (1 - u_5) \times K_5 \quad (3-15)$$

u_i : 第*i*種発電所の定期点検による出力減少率

b) 既設設備に関する制約

$$K_i = K_{0i} \quad (i=1,2,3,4,5) \quad (3-16)$$

K_{0i} : 第*i*種発電所の既設容量(GW)

c) 負荷追従制約

$$(1 - decrease_i) \times X_{i,t} \leq X_{i,t+1} \leq (1 + increase_i) \times X_{i,t} \quad (3-17)$$

$$(1 - decrease_i) \times X_{i,24} \leq X_{i,1} \leq (1 + increase_i) \times X_{i,24} \quad (3-18)$$

d) 揚水発電所の電力貯蔵に関するバランス式

$$\sum_{t=1}^{24} X_{5,t} \leq Eff_{storage} \times \sum_{t=1}^{24} S_t \quad (3-19)$$

$Eff_{storage}$: 電力貯蔵効率

e) 揚水発電所の電力貯蔵可能量制約

$$\sum_{t=1}^{24} S_t \leq M_{storage} \times (1 - u_5) \times K_5 \quad (3-20)$$

$M_{storage}$: 日間運用での単位設備容量あたりの電力貯蔵可能量(kWh/kW)

3.1.2 消費者効用の評価

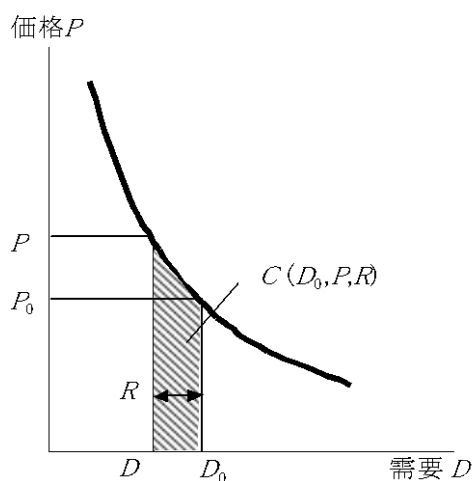


図 3-2 消費者効用の減少

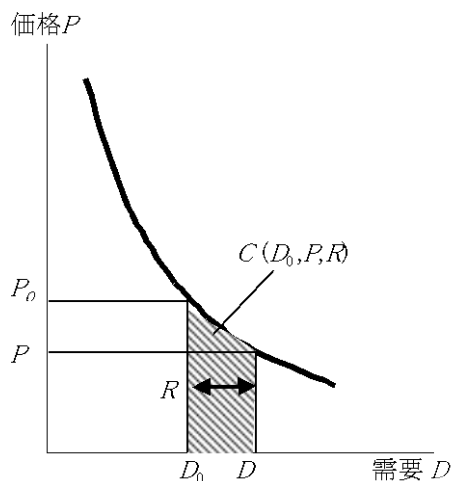


図 3-3 消費者効用の増加

本項では基準需要に対して供給量が増加もしくは減少した場合における消費者効用の増減について評価する方法を述べる。

第一に需要抑制すなわち、供給量が基準需要に満たない場合について述べる。需要抑制量に対するコスト係数、すなわち 1 単位のエネルギーの需要抑制がもたらすコストとして、エネルギー需要の短期価格弾性値を用いた。需要抑制は消費者の自粛によって行われるものではなく、エネルギー資源価格の上昇や、供給障害により必然的に需要が減少するものとしてモデル化した。

エネルギーの短期価格弾性値は、エネルギー価格が 1% 変化したときにエネルギー需要がその期内で何% 変化するかを表す値である。一般に、価格変化はすぐには需要変化を引き起こさないため、短期価格弾性値は長期価格弾性値より小さい値をとる。だがその値は価格変動や経済状態に依存し、正確に推定することは困難であるため、ここでは妥当な値として -0.1 を用いることにする。

エネルギー需要 D 、エネルギー価格を P とすると、 D は P の関数となる。価格弾性値の定義は

$$-\alpha = \frac{dD/D}{dP/P}$$

であり、一般に $\alpha > 0$ である。

エネルギー価格が P_0 、需要が D_0 、価格弾性値が $-\alpha$ ($\alpha > 0$) であったとすると、価格弾性値の定義より、 D と P の関係は、 D と P がそれぞれ D_0 と P_0 の近辺において、

$$P(D) = P_0 \left(\frac{D}{D_0} \right)^{-\frac{1}{\alpha}}$$

と表される。この曲線は需要曲線であり図のようになる。需要曲線と横軸の囲む面積は、消費者が払っても良いと考える価格の合計、すなわち効用と呼ばれる量を表している。ここで、供給量が不足して、 $D(D < D_0)$ の供給しか為されなかったとする。供給量が D_0 のときに比較すると、供給量が D のときは、斜線部で表される面積の分だけ効用が減少している。これが、供給量が不足したため需要を抑制したときの損失コストであるとする。需要抑制量（＝供給不足量）を R という変数で表すと、

$$R = D_0 - D$$

である。需要抑制コスト C は、 R の関数として

$$\begin{aligned} C(D_0, P, R) &= \int_D^{D_0} P(D) dD = \int_0^R P_0 \left(\frac{D_0 - R}{D_0} \right)^{-\frac{1}{\alpha}} dR \\ &= \begin{cases} \frac{\alpha}{1-\alpha} D_0 P_0 \left\{ \left(1 - \frac{R}{D_0} \right)^{\frac{\alpha-1}{\alpha}} - 1 \right\} & (\alpha \neq 1) \\ D_0 P_0 \log \left(\frac{D_0}{D_0 - R} \right) & (\alpha = 1) \end{cases} \end{aligned}$$

と表せる。単位需要抑制あたりのコスト、すなわちコスト係数 c は、

$$c(D_0, P, R) = \frac{C(D_0, P, R)}{R}$$

で表せる。

一方、供給量が不足した状態になく、かつエネルギー価格 P が基準価格 P_0 より低い場合は、エネルギー需要量は $D(D > D_0)$ となる。供給量が D_0 の場合と比較すると、供給量が D のときは、斜線部で表される面積の分だけ効用が増加している。この場合、需要抑制コスト C はマイナスとなる。

線形計画へのモデル化の際には、この関数を線形化するためにステップ関数近似を行う。ある最終エネルギー需要のステップ番号 sp における抑制可能量を $(x(sp-1) - x(sp)) \times D_0$ とする。 $x(0) = 1$ である。これまでに求めた式から、 sp ステップの需要抑制を全て行うのに必要なコスト $C'(D_0, P, sp)$ は次のように表される。

$$\begin{aligned} C'(D_0, P, sp) &= \int_{x(sp-1) \times D_0}^{x(sp) \times D_0} P(D) dD = \frac{\alpha}{1-\alpha} D_0 P_0 \left\{ (1 - x(sp))^{-\frac{\alpha-1}{\alpha}} - (1 - x(sp-1))^{-\frac{\alpha-1}{\alpha}} \right\} \\ & \quad (\alpha \neq 1) \end{aligned}$$

これより、各ステップにおける需要抑制コスト $c'(sp)$ は、

$$c'(D_0, P, sp) = \frac{C'(D_0, P, sp)}{(x(sp-1) - x(sp)) \times D_0} = \frac{\alpha}{1-\alpha} \frac{(1-x(sp))^{\frac{\alpha-1}{\alpha}} - (1-x(sp-1))^{\frac{\alpha-1}{\alpha}}}{x(sp-1) - x(sp)} P_0$$

と表すことができる。

ステップの幅は、必要な近似に応じて任意に決定できる。ここでは、全ての需要（固体・液体・気体・電力）について、

$$x(sp) = (1 - 0.03 \times sp) D_0 \quad sp = 0, \pm 1, \pm 2, \pm 3, \pm 4, \pm 5, \pm 6, \pm 7, \pm 8, \pm 9$$

$$x(sp) = 0.73 D_0 \quad sp = 10$$

$$x(sp) = 1.27 D_0 \quad sp = -10$$

で表されるように設定した。

3.1.3 電力とエネルギー資源の需給

本項では1日間のエネルギーシステムコストを最小化した場合における、電力や石油・天然ガスなどの需給状況について説明する。

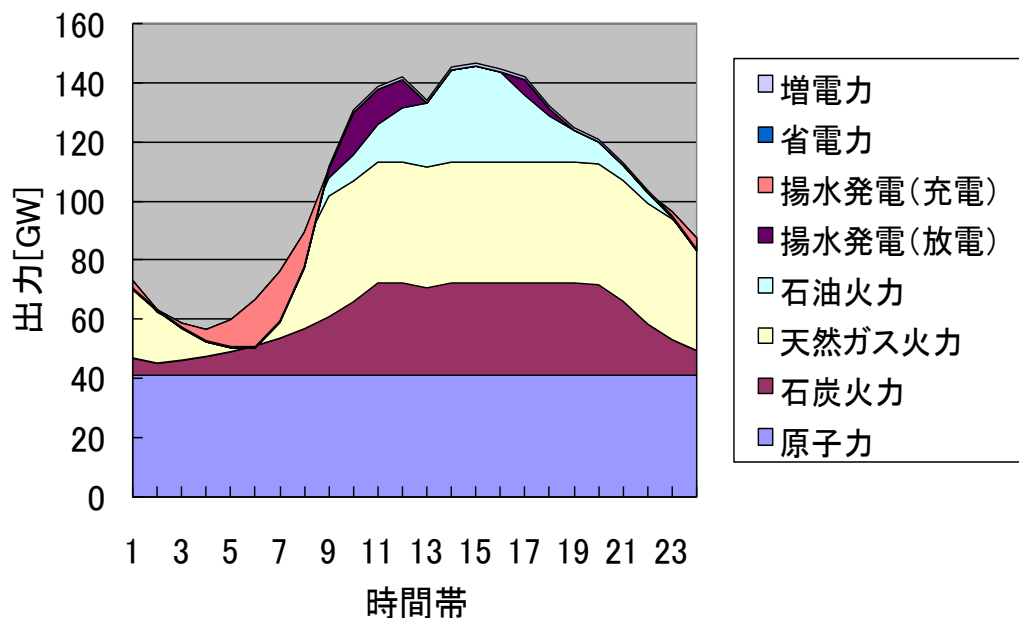


図 3－4 電力需給(石油価格:20[\$/bbl] 供給正常)

図 3－4 は石油価格が 20[\$/bbl] の状況である。供給障害が起こっていないので、電力需要が満たされていることが分かる。

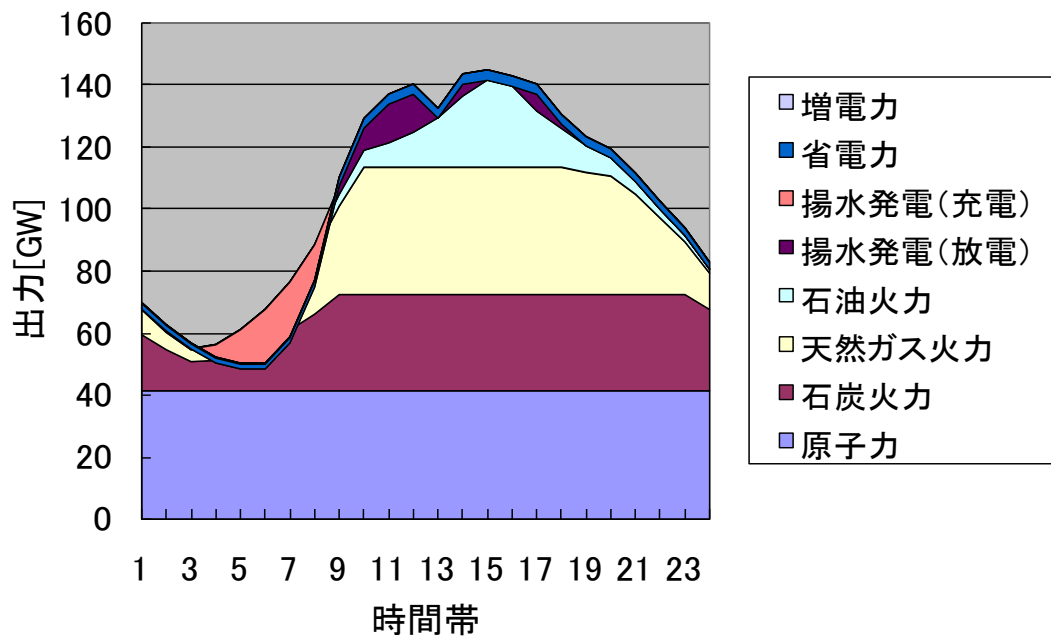


図 3－5 電力需給(石油価格:160[\$/bbl] 供給正常)

図 3－5 は石油価格が 160[\$/bbl] の状況である。供給障害は起こっていないが、石油価格が高いために石油火力発電が抑制され、基準需要を満たせていないという状況である。

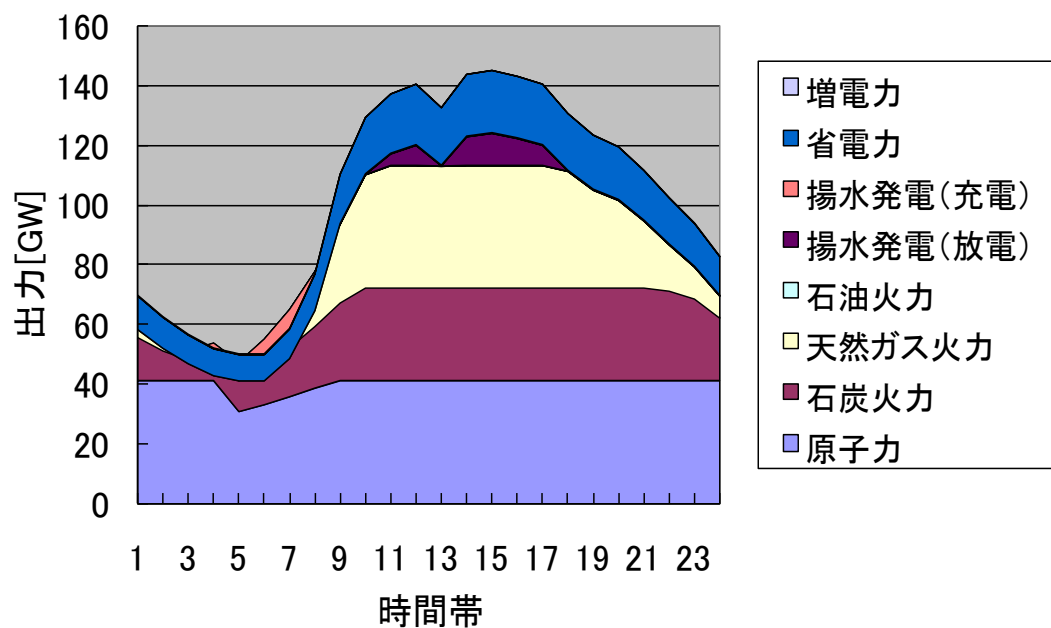


図 3－6 電力需給(供給障害)

図3-6は供給障害が起こり、供給正常時の半分の石油が輸入可能な状況を示している。輸入された石油は全て電力以外の需要にまわり、石油火力発電は行われないという結果になっている。石油火力発電が行われないので、電力需給が石油価格の影響を受けることはない。

次に電力以外のエネルギー資源の需給について説明する。

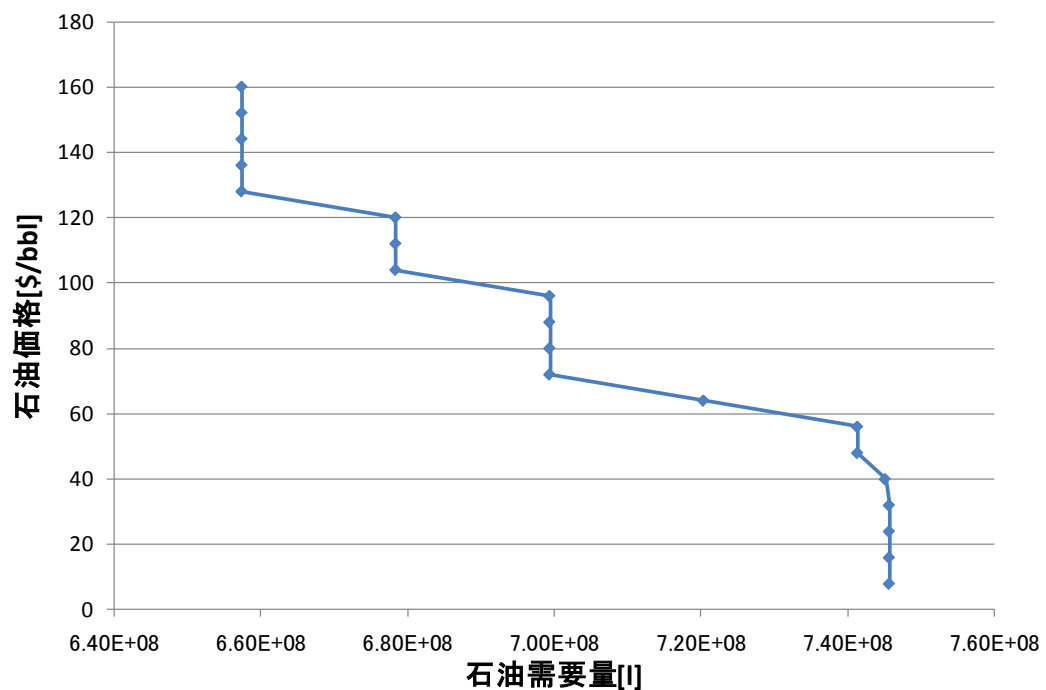


図3-7 石油需要量と石油価格の関係(供給正常)

図3-7は石油価格と石油需要量の関係を示している。石油価格の減少とともに石油需要量が等しい割合で増加しているのが分かる。しかし、石油価格が40[\$/bbl]で石油需要量の増加が抑制されている。これは、輸入可能な石油の一部が電力需要にまわっているためである。

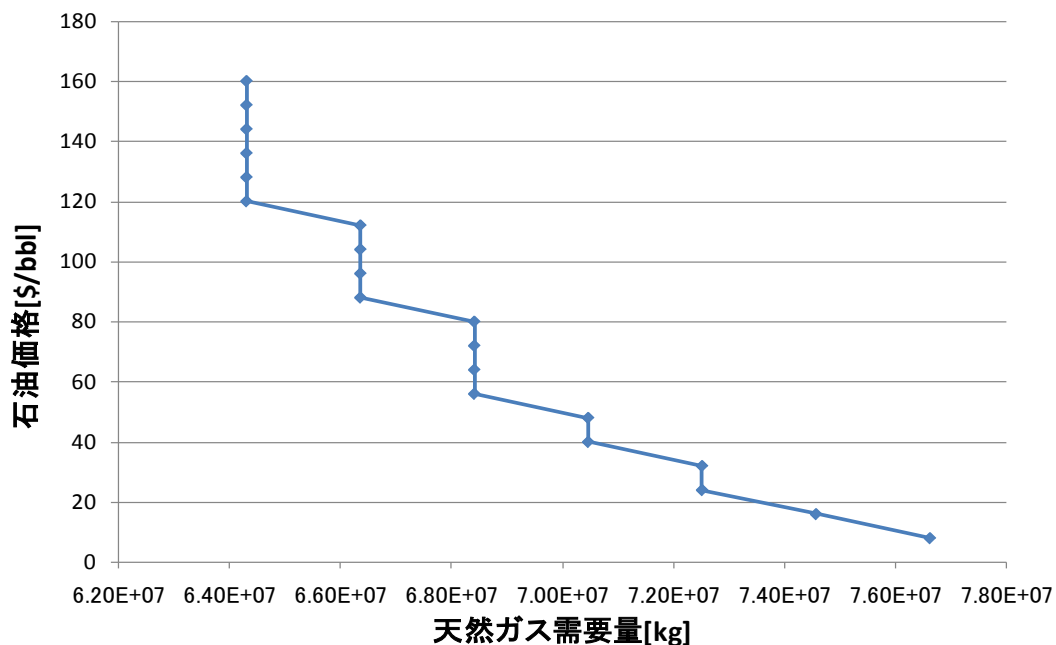


図 3－8 天然ガス需要量と石油価格の関係(供給正常)

図 3－8 は石油価格と天然ガス需要量の関係を示している。天然ガス価格は石油価格に連動するため、石油価格の減少とともに、天然ガス需要量が増加している。

次に、供給障害が発生して石油の輸入可能量が正常時の半分になった状況における石油価格とエネルギー資源需要量の関係について説明する。図 3－9 は供給障害時における石油価格と石油需要量の関係を示している。

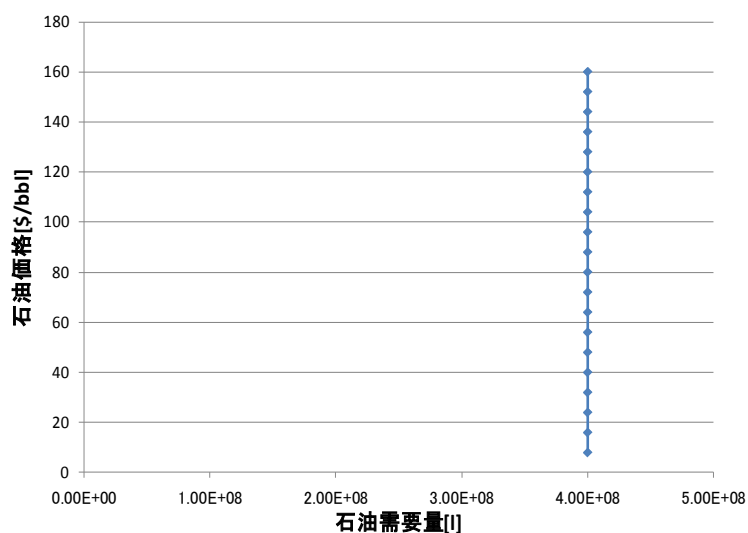


図 3－9 天然ガス需要量と石油価格の関係(供給正常)

供給障害により、輸入可能量が正常時の半分になった状況においては、輸入可能な石油の全てが電力以外需要にまわっているため、石油価格による影響はない。

なお、石油の供給障害による天然ガス需給への影響はない。

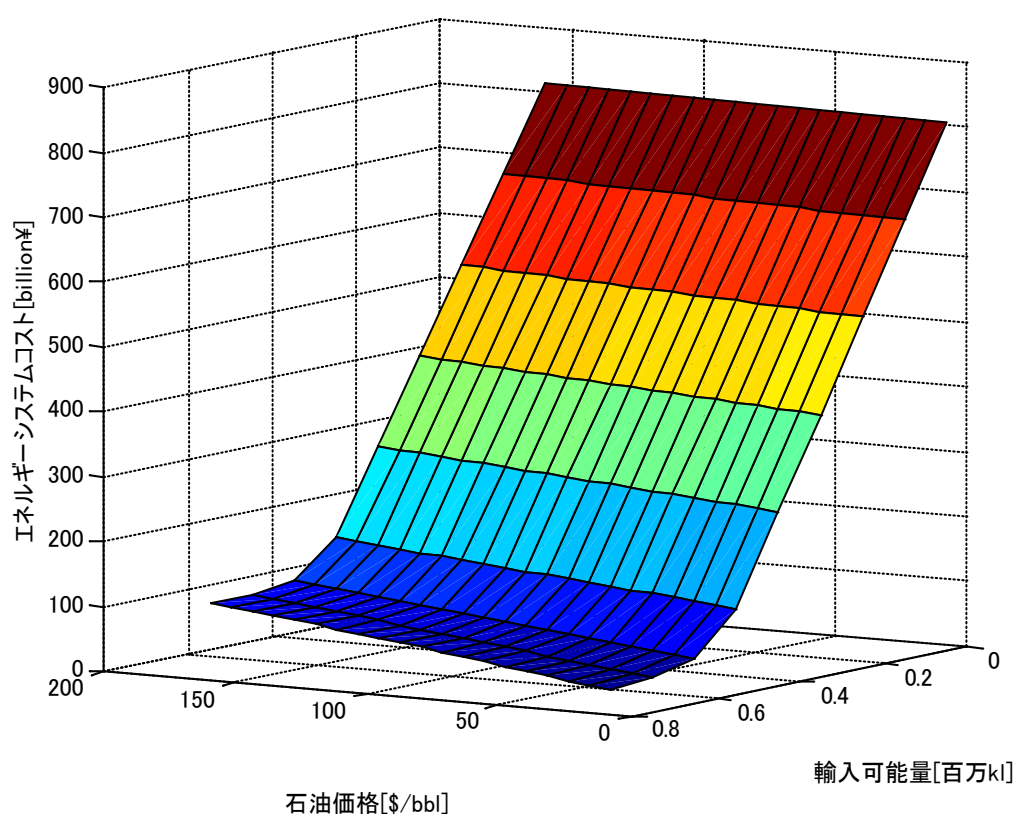


図 3－1 0 石油価格と輸入可能量別のエネルギーシステムコスト

図 3－1 0 は石油価格と石油の輸入可能量別の一日のエネルギーシステムコストを示している。石油価格の上昇と共にコストが増加し、また石油の輸入可能量の減少と共にコストが増加している。特に石油の供給障害については消費者効用の減少がエネルギーシステムコストに追加されるためにコストの上昇程度がかなり大きくなっている。

第4章 確率動的計画法による総エネルギーシステムコストの導出

本章では、日本にとってのエネルギーセキュリティ上のリスクである不確実性（石油価格、供給障害の発生）の模擬方法について説明する。さらにそれらの不確実性を確率動的計画法に組み込むことで、総エネルギーシステムコストを導出する。

4.1 石油価格と供給障害の不確実性

本研究における日本のエネルギーセキュリティ上のリスクは、石油価格の変動と供給障害である。それぞれ価格モデルと供給障害モデルを構築する。

4.1.1 価格モデル

4.1.1.1 石油価格モデル

確率過程については平均回帰過程を想定する。

石油価格の確率過程は次のように表される。

$$d \ln P_t = \frac{dP_t}{P_t} = \alpha (\ln \theta_t - \ln P_t) dt + \sigma dW_t \quad (4-1)$$

ただし、 P_t ： t 時点における石油価格

dZ_t ：ウィナー過程

α ：回帰速度

σ ：ボラティリティ

θ_t ： t 時点における平均価格

$$\ln \theta_t = \ln F_t + \frac{1}{\alpha} \frac{\partial}{\partial t} \ln F_t + \frac{\sigma^2}{4\alpha} (1 - e^{-2\alpha t}) \quad (4-2)$$

ただし、 F_t ： t 時点の石油先物価格（ $=E[P_t]$ ）を想定する。）

また、価格が上記の確率過程に従う石油を原資産とするコールオプション価格はブラック＝ショールズ式などを利用することで、以下の式のように表される。

$$c(t, F_t; K, T) = e^{-r(T-t)} (F_t N(h) - KN(h - \sqrt{w})) \quad (4-3)$$

$$h = \frac{\ln(F_t / K) + w/2}{\sqrt{w}} \quad (4-4)$$

$$w = \frac{\sigma^2}{2\alpha} (1 - e^{-2\alpha(T-t)}) \quad (4-5)$$

ただし、 $c(t, F_t; K, T)$: 満期 T 、行使価格 K のコールオプション価格

$N(\cdot)$: 標準正規分布の累積確率密度関数

r : 割引率

4.1.1.2 天然ガス価格モデル (S 字カーブ)

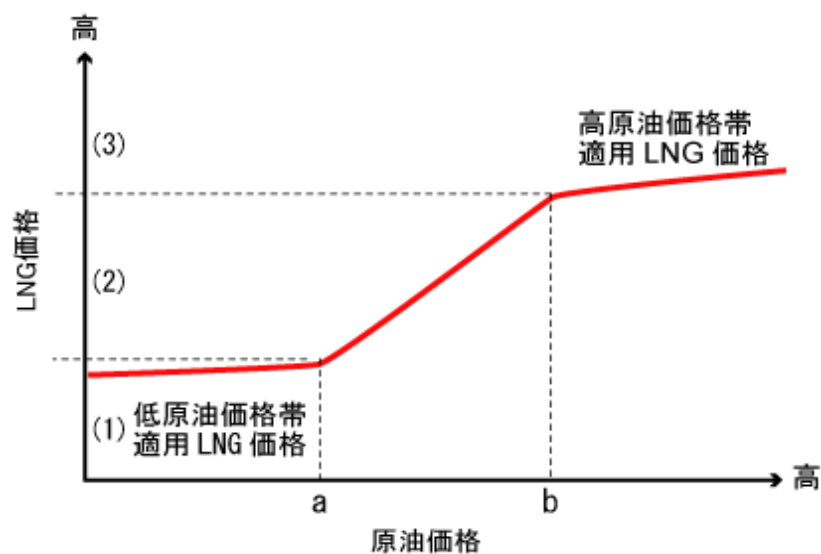
天然ガス価格については原油価格と連動するものとしてモデル化する。

LNG の実際の取引において多く用いられる価格の決定方式について以下に述べる。

具体的な連動方式は以下の図 4-1 のようになる。S 字カーブは契約条件によって変化することとなるが、本モデルではある一つの S 字カーブを定めることにより解析を行うものとする。

S 字カーブの算定方法としては過去の原油価格 LNG 価格との関係から導出する。

S 字カーブによる LNG 価格算定は、変動の激しい原油価格に比べて、ある程度の変動を抑えた天然ガス価格の決定が可能となる。



- (1) 原油価格が低い場合 ($<a$)
- (2) 原油価格が中位帯にある場合 ($a \sim b$)
- (3) 原油価格が高い場合 ($>b$)

図 4-1 原油価格と LNG 価格の関係

4.1.1.3 パラメータの設定

NYMEX の原油先物市場データを利用して、石油価格モデルのパラメータの推計を行う。

図 4－2 は実際に観測された NYMEX の原油先物市場データである。

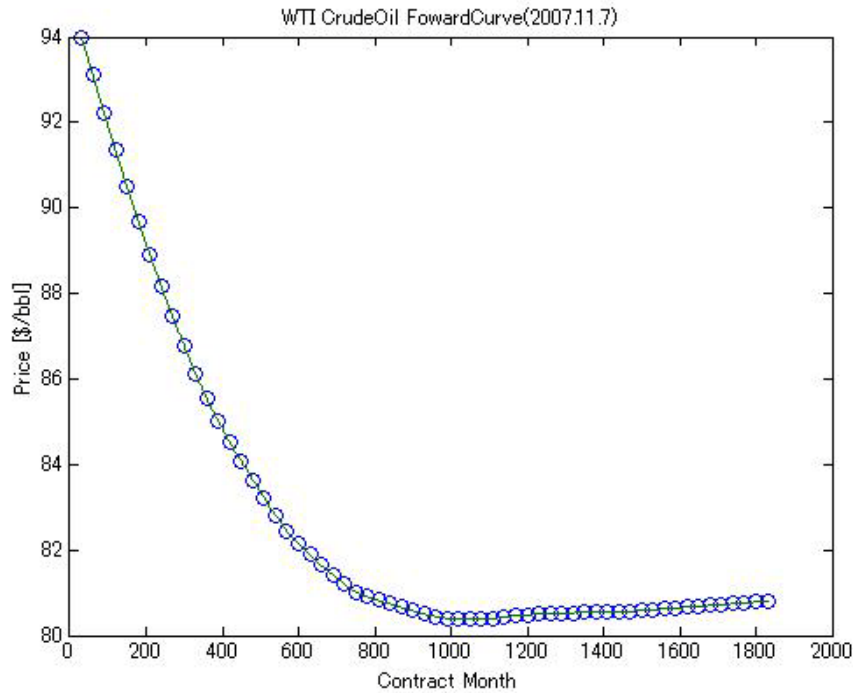


図 4－2 原油先物価格

上記の市場データから、式(4-3)によりコールオプション価格の理論価格を算出することができる。NYMEX 市場で取引されている 12 ヶ月先までのアット・ザ・マネー（以下 ATM）のコールオプションについて、式(4-3)により計算される理論価格と市場価格の乖離を最小にするように式(4-6)のとおり最小二乗法を用いて α と σ を導出する。

$$\min_{\alpha, \sigma} \left\{ \sum_{i=1stMonth}^{12thMonth} \left(\frac{C_{market,i} - C_{model,i}(\alpha, \sigma)}{C_{market,i}} \right)^2 \right\} \quad (4-6)$$

最小二乗法により算出された結果により、 $\alpha=0.37$ 、 $\sigma=0.27$ となった。

下図 4－3 は、算出された α と σ を用いて計算された理論価格と、実際に観測された ATM コールオプション価格を示している。⁷

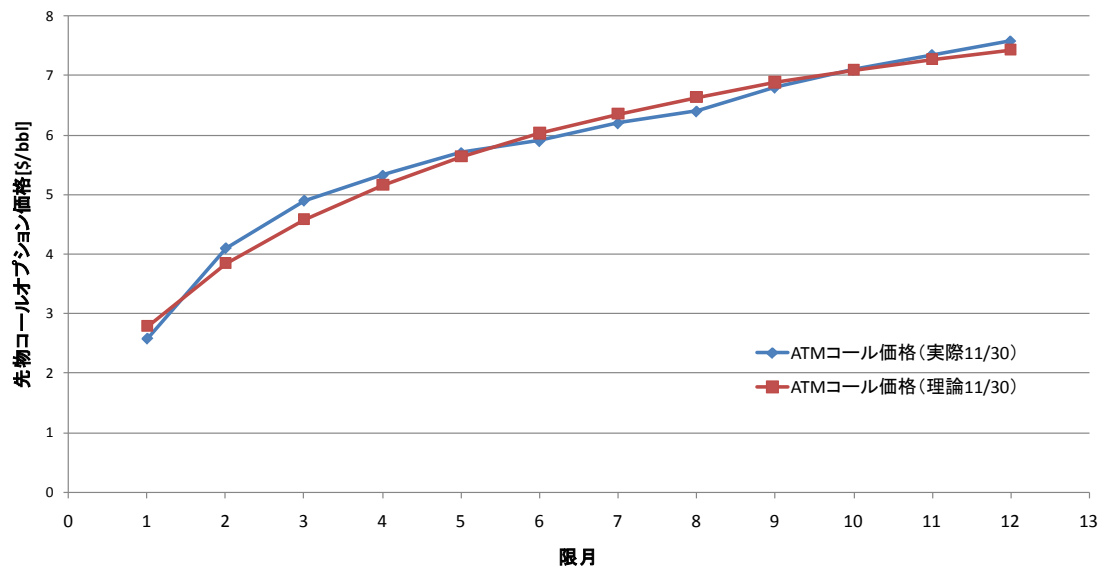


図 4－3 コールオプションの実際価格と理論価格

4.1.1.4 石油価格シミュレーション

設定されたパラメータの下で、石油価格がどのように変動するのかについて、石油価格のサンプルパスを示す。

図 4－4 と図 4－5 は、石油価格モデルによる 1 8 0 0 日分のサンプル価格パスを示している。平均値(θ_t)の周辺で変動しており、平均回帰過程の特徴が表れている。

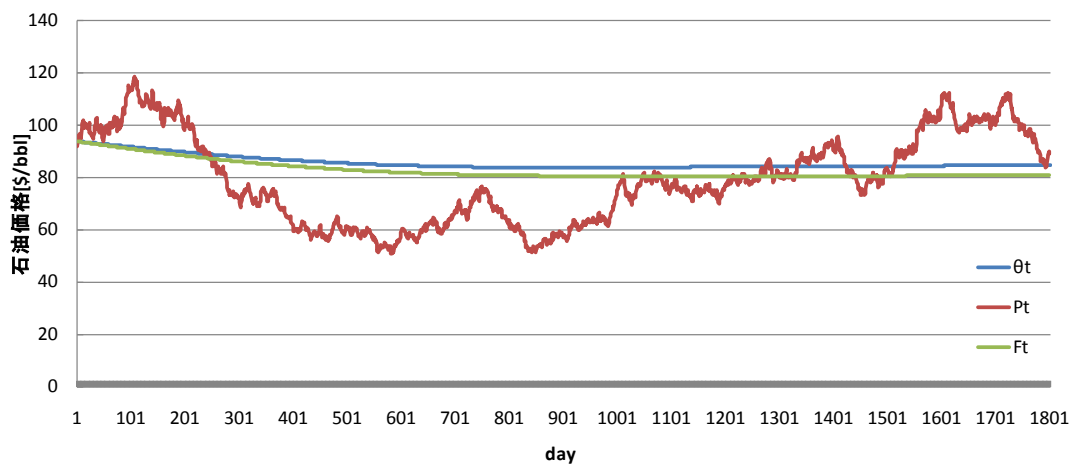


図 4－4 石油価格のサンプルパス($\sigma=0.27$)

石油価格モデルのパラメータであるボラティリティ σ を小さくした場合の影響を見る。
 図 4-5 は $\sigma=0.13$ であり、図 4-6 は $\sigma=0.17$ とした場合の石油価格のサンプルパスである。
 ボラティリティが小さくなるほど、変動が小さく抑えられているという結果になっている。

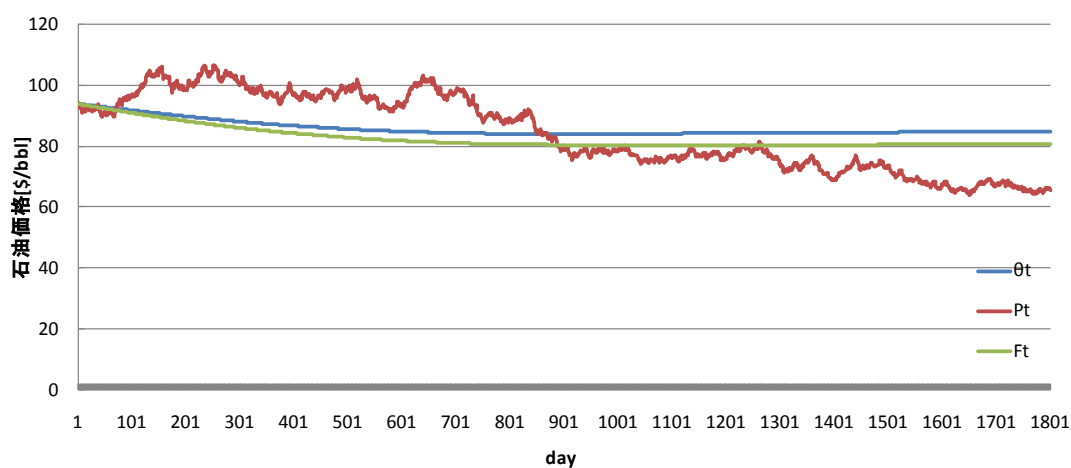


図 4-5 石油価格のサンプルパス($\sigma=0.13$)

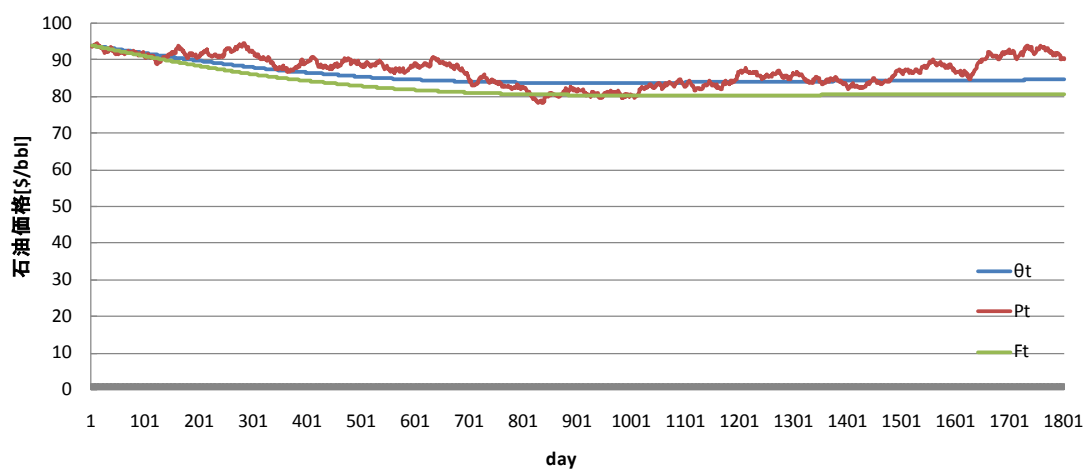


図 4-6 石油価格のサンプルパス($\sigma=0.07$)

4.1.2 供給障害モデル

本研究では石油の輸出入に関して障害が起こるリスクを考慮している。供給障害を図4-7のようにモデル化した。

正常状態を状態「0」とする。供給障害状態を2つ定義し、それぞれを状態「1」、状態「2」と表現する。

図中の矢印は dt (1日) 間の確率遷移を示しており、それぞれの遷移確率を合わせて表記している。供給障害や復旧に関する具体的な確率モデルとして指数分布に従うものとして、式のように Pr を定義する。

$$\begin{aligned} Pr(0 \rightarrow 1) &= 1 - \exp(-dt/T_{01}) & Pr(1 \rightarrow 0) &= 1 - \exp(-dt/T_{10}) \\ Pr(0 \rightarrow 2) &= 1 - \exp(-dt/T_{02}) & Pr(2 \rightarrow 0) &= 1 - \exp(-dt/T_{20}) \end{aligned} \quad (4-7)$$

T_{01} : 供給障害 1 平均発生間隔

T_{02} : 供給障害 2 平均発生間隔

T_{10} : 供給障害 1 平均持続時間

T_{20} : 供給障害 2 平均持続時間

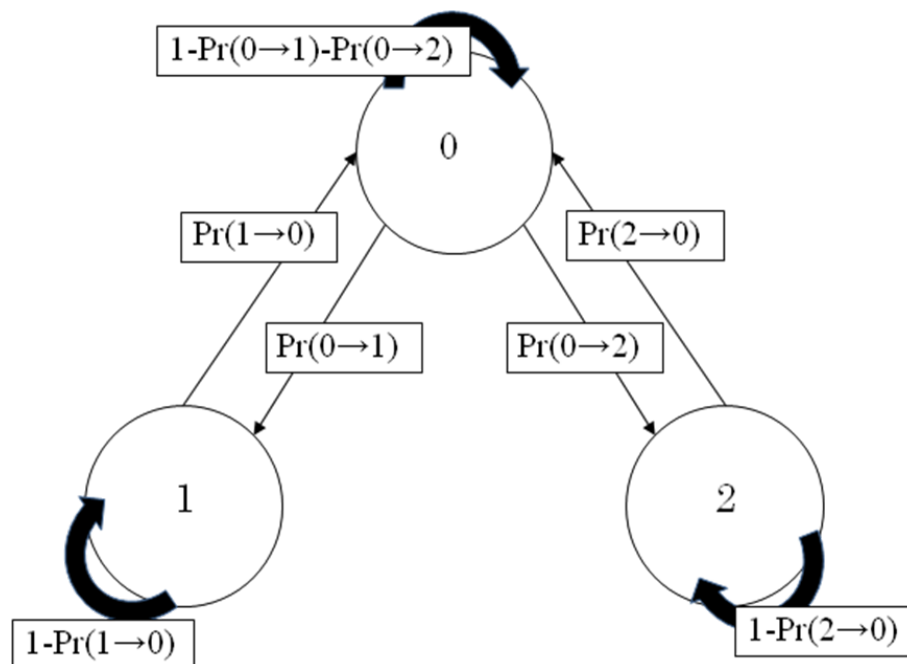


図4-7 供給障害モデル

4.2 確率動的計画法による総エネルギーシステムコストの導出

本モデルでは確率動的計画法を用いて、解析期間中の日本の総エネルギーシステムコストを導出する。ここで、総エネルギーシステムコスト $V_i(P_t, s_o, t)$ とは、 t 時点から満期時点までに必要とする総コストを示す。変数として時間・不確実変数に加え、状態（石油備蓄量）変数を導入することで、石油備蓄設備内の備蓄量を考慮することを可能とした。さらに、最大輸出入量に対応するそれぞれにおける状態を設定することで、供給障害を考慮した最適戦略の導出が可能となる。

$$V_i(P_t, s_o, t) = \min_u \{ TC(P_t, Ip(i), s_o, u, t) dt + e^{-rt} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) E[V_j(P_t + dP_t, s_o + ds_o, t + dt)] \} \quad (4-8)$$

P_t : t 時点における石油価格

s_o : 石油備蓄量 ($ds_o = udt$)

$Ip(i)$: 状態 i における石油の 1 日当たり最大輸出入量

u : 石油備蓄の 1 日の変化量

r : 割引率

$V_i(P_t, s_o, t)$: 石油価格が P_t で石油備蓄量が s_o である場合の t 時点以降にかかる将来コストの割引現在価値合計 (t 時点において状態 i)

$TC(P_t, Ip(i), s_o, u, t)$: 石油価格が P_t 、石油の一日あたり最大輸出入量が $Ip(i)$ 、 t 時点において石油備蓄量が s_o であり、 u 積み増し、または放出している場合にかかる 1 日間のコスト

偏微分方程式の導出

式を偏微分方程式と差分法を用いて、 t 時点における総電力貯蔵コスト $V_i(P_t, s_o, t)$ と、 $t+dt$ 時点における総電力貯蔵コスト $V_j(P_t + dP_t, s_o + ds_o, t + dt)$ の関係式を導出する。境界条件に基づいて、総エネルギーシステムコストの方程式を得る。

石油価格の変動は次のように表現される。

$$d \ln P_t = \alpha (\ln \theta_t - \ln P_t) dt + \sigma dW_t \quad (4-9)$$

$\ln P_t = X$ とすると式(4-9)は以下のように表すことができる。

$$dX = \alpha (\ln \theta_t - X) dt + \sigma dW_t \quad (4-10)$$

$V_i(P_t, s_o, t)$ を $V_i(X, s_o, t)$ と表す。

X が一般ウィナー過程に従うことから、伊藤の公式により式(4-11)が成立する。

$$\begin{aligned}
dV_j(X, s_o, t) &= V_j(X + dX, s_o + ds_o, t + dt) - V_j(X, s_o, t) \\
&= V_j(X + dX, s_o + ds_o, t + dt) - V_j(X, s_o + ds_o, t) + V_j(X, s_o + ds_o, t) - V_j(X, s_o, t) \\
&= \left[\frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial t} + a \frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X} + \frac{1}{2} b^2 \frac{\partial^2 V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X^2} \right] dt + b \frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X} dZ \\
&\quad + V_j(X, s_o + ds_o, t) - V_j(X, s_o, t)
\end{aligned} \tag{4-11}$$

$E[dZ] = 0$ を利用して以下のように変形する。

$$\begin{aligned}
&E[V_j(X + dX, s_o + ds_o, t + dt)] \\
&= E[V_j(X, s_o, t) + dV_j(X, s_o, t)] \\
&= V_j(X, s_o + ds_o, t) + E \left[\left[\frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial t} + a \frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X} + \frac{1}{2} b^2 \frac{\partial^2 V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X^2} \right] dt + b \frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X} dZ \right] \\
&= V_j(X, s_o + ds_o, t) + \left[\frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial t} + a \frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X} + \frac{1}{2} b^2 \frac{\partial^2 V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X^2} \right] dt
\end{aligned} \tag{4-12}$$

供給障害状態の遷移を考慮すると $V_i(X, s_o, t)$ は以下の式で表現される。

$$V_i(X, s_o, t) = \min_u \left[\begin{aligned} &TC(X, Ip(i), s_o, u, t) dt + e^{-rdt} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) V_j(X, s_o + ds_o, t) \\ &+ e^{-rdt} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) \left\{ dt \left(\frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial t} + a \frac{\partial V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X} + \frac{1}{2} b^2 \frac{\partial^2 V_j(X, s_o + ds_o, t)}{\partial X^2} \right) \right\} \end{aligned} \right] \tag{4-13}$$

差分近似

差分法を用いるために以下のような離散化を行う。

表 4－1 偏微分方程式の離散化

	連続系	離散系
総エネルギーシステムコスト	$V_i(X, s_o, t)$	$V_i(n, s_o, k)$
t に関する 1 階偏微分	$\partial V_i(X, s_o, t) / \partial t$	$V_i(n, s_o, k+1) - V_i(n, s_o, k)$
X に対する 1 階偏微分	$\partial V_i(X, s_o, t) / \partial X$	$\Delta V_i(n, s_o, k) / \Delta X$
X に関する 2 階偏微分	$\partial^2 V_i(X, s_o, t) / \partial X^2$	$\Delta^2 V_i(n, s_o, k) / \Delta X^2$

n : 不確実変数 X を離散化した変数

k : 時間変数 t を離散化した変数

表 4－1 を用いて式(4-13)を差分近似すると、

$$V_i(n, s_o, k) = \min_u \left[TC(n, Ip(i), s_o, u, k) \Delta t + e^{-r\Delta t} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) V_j(n, s_o + ds_o, k) \right. \\ \left. + e^{-r\Delta t} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) \left\{ (V_j(n, s_o + ds_o, k+1) - V_j(n, s_o + ds_o, k)) \right. \right. \\ \left. \left. + \Delta t a \frac{\partial V_j(n, s_o + ds_o, k)}{\Delta X} + \frac{1}{2} \Delta t b^2 \frac{\partial^2 V_j(n, s_o + ds_o, k)}{\Delta X^2} \right\} \right] \quad (4-14)$$

ここで左辺が最小値になるような u を求める必要がある。式変形により求めることは難しいため、右辺の k を $k+1$ とし、式(4-15)のように変形して、陽解法を用いて左辺が最小になるような u をまず求める。

$$V_i(n, s_o, k) = \min_u \left[TC(n, Ip(i), s_o, u, k) \Delta t + e^{-r\Delta t} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) V_j(n, s_o + ds_o, k+1) \right. \\ \left. + e^{-r\Delta t} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) \left\{ (V_j(n, s_o + ds_o, k+1) - V_j(n, s_o + ds_o, k+1)) \right. \right. \\ \left. \left. + \Delta t a \frac{\partial V_j(n, s_o + ds_o, k+1)}{\Delta X} + \frac{1}{2} \Delta t b^2 \frac{\partial^2 V_j(n, s_o + ds_o, k+1)}{\Delta X^2} \right\} \right] \quad (4-15)$$

式(4-15)で求めた u 値を式に代入すると以下の式(4-16)のようになる。

$$\begin{aligned}
V_i(n, s_o, k) &= TC(n, Ip(i), s_o, u, k) \Delta t \\
&+ e^{-r\Delta t} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) \left\{ V_j(n, s_o + ds_o, k+1) + \Delta t a \frac{\partial V_j(n, s_o + ds_o, k)}{\Delta X} + \frac{1}{2} \Delta t b^2 \frac{\partial^2 V_j(n, s_o + ds_o, k)}{\Delta X^2} \right\} \\
TC(n, Ip(i), s_o, u, k) \Delta t &+ e^{-r\Delta t} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) V_j(n, s_o + ds_o, k+1) \\
&= V_i(n, s_o, k) - e^{-r\Delta t} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) \left\{ \Delta t a \frac{\partial V_j(n, s_o + ds_o, k)}{\Delta X} + \frac{1}{2} \Delta t b^2 \frac{\partial^2 V_j(n, s_o + ds_o, k)}{\Delta X^2} \right\}
\end{aligned} \tag{4-16}$$

ここで、 N を差分近似における不確実変数の刻み数とし、 S を石油備蓄量の刻み数とする。
式を $n=1 \sim n=N$, $s_o=1 \sim s_o=S$ に並べることでベクトル表示をすると次のような連立方程式を得られる。

$$e^{-r\Delta t} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) V_{j,k+1} + \pi_{i,k} = V_{i,k} - e^{-r\Delta t} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) A \cdot V_{j,k} \tag{4-17}$$

係数行列 A の導出は、付録参照。

ここで、供給障害状態を「0」「1」「2」の3状態とすると、式(4-18)～(4-20)のように表せる。

$$e^{-r\Delta t} \sum_{j=0,1,2} \Pr(0 \rightarrow j) V_{j,k+1} + \pi_{0,k} = V_{0,k} - e^{-r\Delta t} \sum_{j=0,1,2} \Pr(0 \rightarrow j) A \cdot V_{j,k} \tag{4-18}$$

$$e^{-r\Delta t} \sum_{j=0,1,2} \Pr(1 \rightarrow j) V_{j,k+1} + \pi_{1,k} = V_{1,k} - e^{-r\Delta t} \sum_{j=0,1,2} \Pr(1 \rightarrow j) A \cdot V_{j,k} \tag{4-19}$$

$$e^{-r\Delta t} \sum_{j=0,1,2} \Pr(2 \rightarrow j) V_{j,k+1} + \pi_{2,k} = V_{2,k} - e^{-r\Delta t} \sum_{j=0,1,2} \Pr(2 \rightarrow j) A \cdot V_{j,k} \tag{4-20}$$

式を行列表現によってまとめると以下の式(4-21)のように表せる。

$$\begin{aligned}
&\begin{bmatrix} E - e^{-r\Delta t} \Pr(0 \rightarrow 0)A & -e^{-r\Delta t} \Pr(0 \rightarrow 1)A & -e^{-r\Delta t} \Pr(0 \rightarrow 2)A \\ -e^{-r\Delta t} \Pr(1 \rightarrow 0)A & E - e^{-r\Delta t} \Pr(1 \rightarrow 1)A & -e^{-r\Delta t} \Pr(1 \rightarrow 2)A \\ -e^{-r\Delta t} \Pr(2 \rightarrow 0)A & -e^{-r\Delta t} \Pr(2 \rightarrow 1)A & E - e^{-r\Delta t} \Pr(2 \rightarrow 2)A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{0,k} \\ V_{1,k} \\ V_{2,k} \end{bmatrix} \\
&= \begin{bmatrix} e^{-r\Delta t} \sum_{j=0,1,2} \Pr(0 \rightarrow j) V_{j,k+1} + \pi_{0,k} \\ e^{-r\Delta t} \sum_{j=0,1,2} \Pr(1 \rightarrow j) V_{j,k+1} + \pi_{1,k} \\ e^{-r\Delta t} \sum_{j=0,1,2} \Pr(2 \rightarrow j) V_{j,k+1} + \pi_{2,k} \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{4-21}$$

そして上式(4-21)を以下に説明する後進的アルゴリズムを用いて解く。

計算のアルゴリズム

k 時点の総エネルギーシステムコストベクトル ($V_{0,k}$ 、 $V_{1,k}$ 、 $V_{2,k}$) と $k+1$ 時点の総エネルギーシステムコストベクトル ($V_{0,k+1}$ 、 $V_{1,k+1}$ 、 $V_{2,k+1}$) の関係式の解析に当たっては、満期時点の境界条件 ($V_{0,T} = \mathbf{0}$ 、 $V_{1,T} = \mathbf{0}$ 、 $V_{2,T} = \mathbf{0}$) を与え、後進的アルゴリズムを用いて、各時点における総エネルギーシステムコストを導出する。

- 1) 満期時点($k=T$)の境界条件として、 $V_{0,T} = \mathbf{0}$ 、 $V_{1,T} = \mathbf{0}$ 、 $V_{2,T} = \mathbf{0}$ とする。
- 2) $k=T-1$ とし、式の計算を行うことから ($V_{0,T-1}$ 、 $V_{1,T-1}$ 、 $V_{2,T-1}$) を求める。
- 3) $k=k-1$ とし、 $k=0$ となるまで、2)を繰り返し、各時点の総エネルギーシステムコストベクトルを導出する。

4.3 確率動的計画法による石油備蓄の運用

前節までにおいて、各時点の総エネルギーシステムコストベクトルが算出された。本節では、このエネルギーシステムコストベクトルを利用して石油備蓄の運用計画を策定する手順を説明する。

t 時点における、供給障害状態 i と石油価格 P_t と石油備蓄量 s_o が分かっているとして、 t 時点から $t+dt$ 時点の間の石油備蓄の運用を計画する。

具体的には、 $TC(P_t, Ip(i), s_o, u, t)dt + e^{-rdt} \sum_j \Pr(i \rightarrow j) E[V_j(P_t + dP_t, s_o + ds_o, t + dt)]$ を最小化する

よう u を定めることが、石油備蓄の運用に他ならない。

$E[V_j(P_t + dP_t, s_o + ds_o, t + dt)]$ の値は確率動的計画法により算出されているので、 u を決定することができる。

このような意志決定を解析期間にわたり続けていくことで、石油備蓄の運用計画を策定することができる。

第5章 短期モデル

本章では前述したモデルを用いて、日本の総エネルギーシステムコストを求め、総エネルギーシステムコストの期待値を最小とするような石油備蓄運用計画を導出する。

5.1 前提条件

表 5－1 短期モデルのパラメータ

現在の石油備蓄量	90[百万 kl]
石油備蓄設備容量	150[百万 kl]
最大輸出入量（状態 0）： $I_p(0)$	0.8[百万 kl]
最大輸出入量（状態 1）： $I_p(1)$	0.6[百万 kl]
最大輸出入量（状態 2）： $I_p(2)$	0.4[百万 kl]
解析期間	800[day]
供給障害 1 平均発生間隔： T_{01}	900[day]
供給障害 2 平均発生間隔： T_{02}	6000[day]
供給障害 1 平均持続時間： T_{10}	50[day]
供給障害 2 平均持続時間： T_{20}	200[day]
石油備蓄維持費	2.395/365[¥/l/day]
石油備蓄建設費	30[¥/l/day]
割引率： r	0.05[/year]
回帰速度： α	0.37
ボラティリティ： σ	0.27

短期モデルにおける解析を行うにあたって、表 5－1 のようなパラメータ設定を行った。上記のパラメータの中で供給障害に関するパラメータである供給障害平均発生間隔と供給障害平均持続時間については、パラメータを変化させた場合の影響に関する分析も本章で行う。

また、実際には現在の石油備蓄量と石油備蓄設備容量は等しくなっている。しかし短期モデルにおいては所与の設備容量の下での石油備蓄の運用計画を見るというモデル設定をしている。このため、実際の石油備蓄設備容量をパラメータ設定した場合、石油備蓄量を現状より増やすことができないという問題が生じる。このため、石油備蓄設備容量を現状のものより大きい 150[百万 kl]と設定した。なお、石油備蓄設備容量の最適化については発電設備容量の最適化も含めて第 6 章の長期モデルにおいて説明する。

5.2 総エネルギーシステムコスト

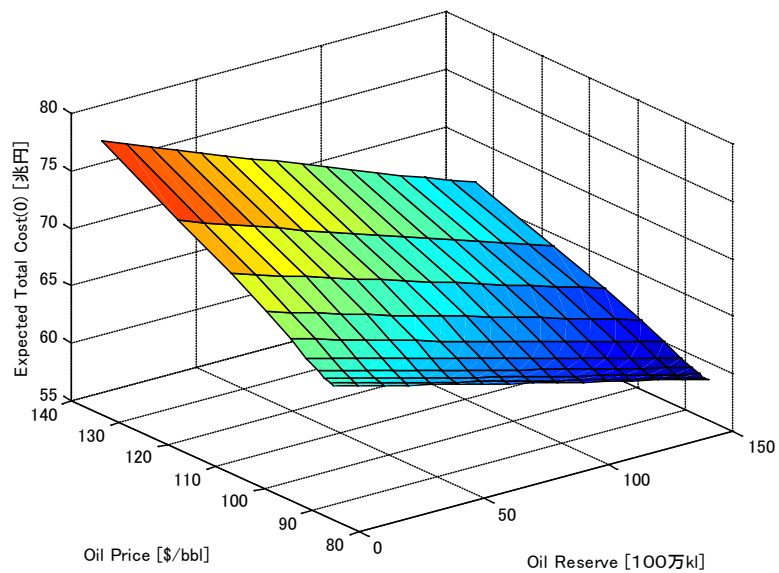


図 5 - 1 総エネルギーシステムコスト(供給正常)

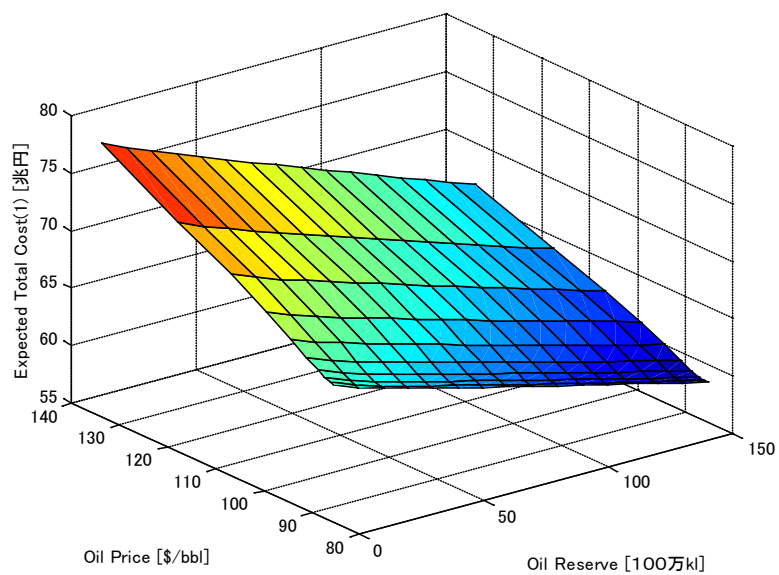


図 5 - 2 総エネルギーシステムコスト(供給障害 1)

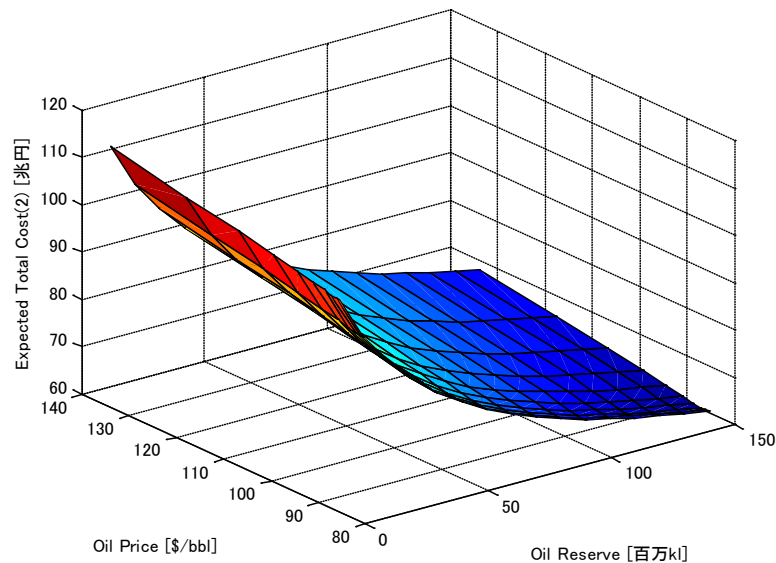


図 5－3 総エネルギーシステムコスト(供給障害 2)

図 5－1～図 5－3 は解析期間 800 日の総エネルギーシステムコストの期待値を示している。

供給正常の状態が図 5－1、供給障害 1 の状態が図 5－2、供給障害 2 の状態が図 5－3 に表わされている。それぞれの図は初期時点における石油価格と石油備蓄量の別に総エネルギーシステムコストの期待値が示されている。

いずれの場合においても石油価格の上昇と石油備蓄量の減少とともにコストが高くなっているという傾向が見られる。特に供給障害 2 の状態では石油備蓄量の減少によりかなりコストが高くなっている。これは供給障害時における需要抑制のペナルティーによるものであると考えられる。

5.3 石油備蓄の運用結果

前節で算出されたエネルギーシステムコストに基づいて、本節では石油備蓄の運用計画を策定する。

運用計画にはモデルで設定した各種のパラメータが大きく影響するので、運用計画の各種パラメータに関する感度解析についても述べる。

5.3.1 石油備蓄の運用結果

図5－4は石油価格が平均回帰過程の平均価格通りに推移した場合の石油備蓄の運用結果を示している。

石油備蓄を150[day]付近まで増加させ、150[day]～400[day]までは一定となっている。400[day]以後は時間経過とともに減少する傾向が見られる。

石油備蓄量の増加に関してはリスクに対応するための運用であると考えられる。すなわち、石油の供給障害時に備えて石油備蓄を必要な水準まで準備しておく必要があることから、解析期間の前半における石油備蓄の増加が行われる。

一方、解析期間の後半における石油備蓄の減少についてであるが、これは石油備蓄を順次売却することで利益を得ているものと考えられる。確率動的計画法による境界条件の設定において、満期時の総エネルギーシステムコストは石油備蓄量、供給障害状態、石油価格の如何に関わらず、0としている。このため、満期時に石油備蓄量が残存している場合は解析期間中に売却しなかったことにより利益を喪失することになるので、満期時までに石油備蓄を売却しているものと考えられる。

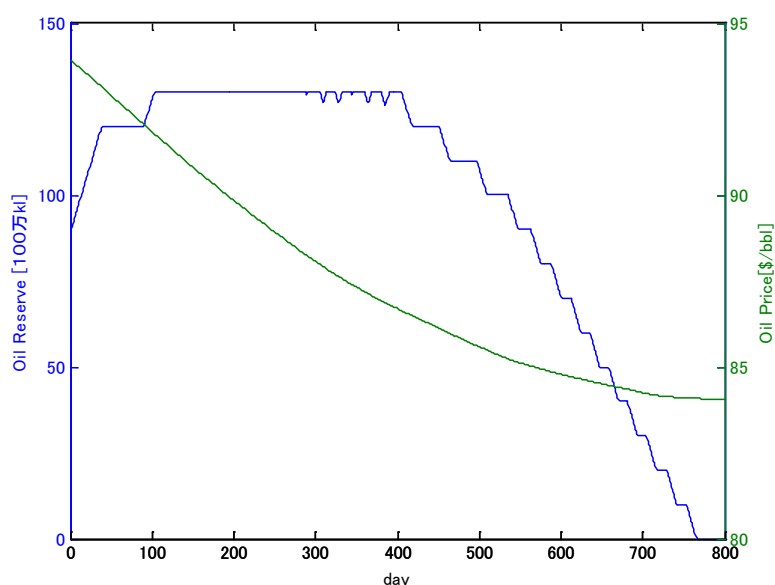


図5－4 石油備蓄の運用(平均石油価格)

図5－5は、石油価格が平均回帰過程に従って推移した場合の石油備蓄の運用結果を示している。100[day]付近で価格が急激に上下していることに対応して石油備蓄の運用を行っていることが分かる。すなわち石油価格が高い時に売却し、安くなった時点で再び購入するという運用が行われている。

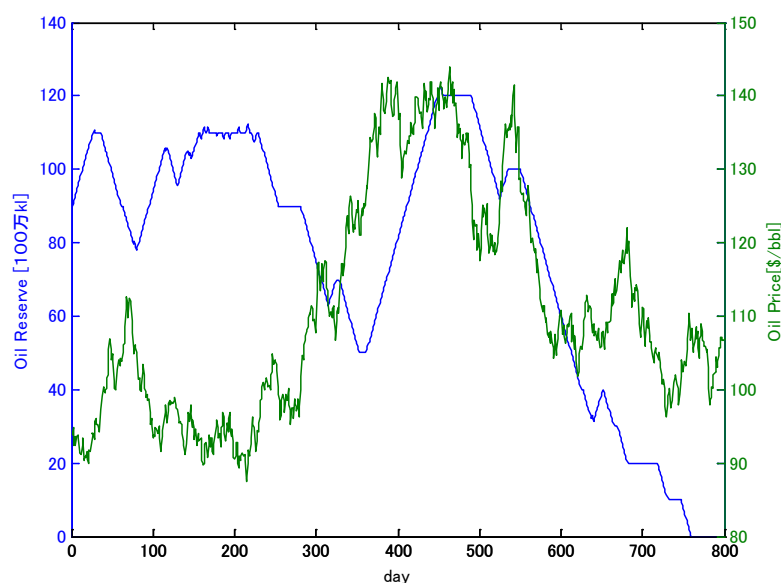


図 5－5 石油備蓄の運用(平均回帰過程)

5.3.2 供給障害平均発生間隔の影響

本項では、供給障害平均発生間隔が変化した場合において石油備蓄の運用結果にどのような影響を及ぼすかについて述べる。供給障害2平均発生間隔 (T_{02}) は6000[day]と設定していたが、このパラメータを変化させた場合の石油備蓄の運用計画に与える影響を分析する。図5－6は供給障害2平均発生間隔を5000[day]に、図5－7は供給障害2平均発生間隔を4000[day]に設定した場合の石油備蓄の運用を示している。

供給障害2平均発生間隔が短くなれば、供給障害のリスクとしては大きなものになっていく。供給障害2平均発生間隔が6000[day]である図5－4と比べると、解析期間の初期に石油備蓄を増加させ、最後に向けて売却していくという運用であることに変わりはない。しかし、150[day]～400[day]の石油備蓄が一定になる期間における石油備蓄量は供給障害2平均発生間隔が短くなるにつれて大きくなっている。

供給障害のリスクが高まった場合には、リスク対応としての石油備蓄を充実させるという運用結果が表れていると考えられる。

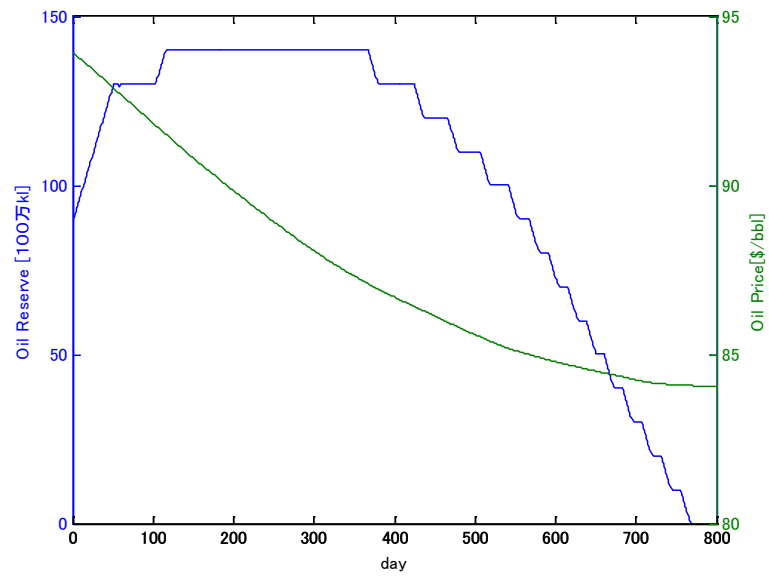


図 5－6 石油備蓄の運用 (T_{02} :5000[day])

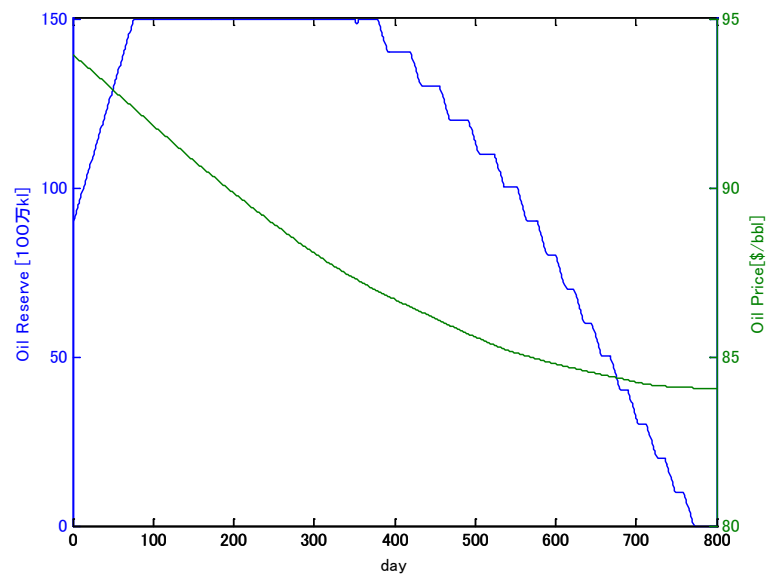


図 5－7 石油備蓄の運用 (T_{02} :4000[day])

5.3.3 供給障害平均持続時間の影響

本項では、供給障害平均持続時間が変化した場合において石油備蓄の運用結果にどのような影響を及ぼすかについて述べる。供給障害2平均持続間隔 (T_{02}) は200[day]と設定していたが、このパラメータを変化させた場合の石油備蓄の運用計画に与える影響を分析する。

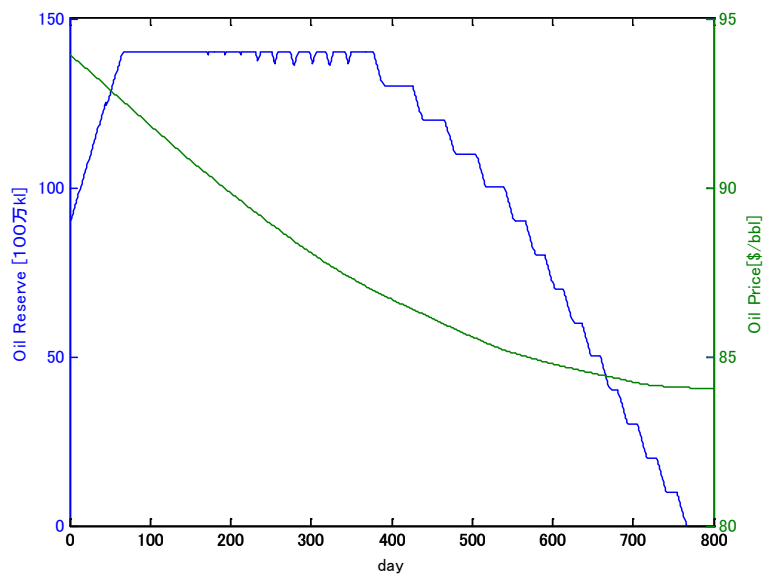


図 5－8 石油備蓄の運用 (T_{20} :250[day])

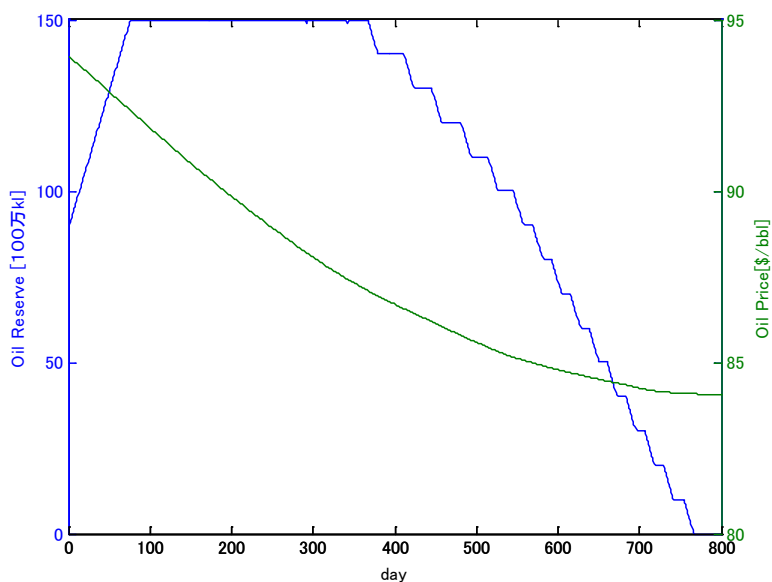


図 5－9 石油備蓄の運用 (T_{20} :400[day])

図 5－8 は供給障害2平均持続間隔を250[day]に、図 5－9 は供給障害2平均持続間隔を400[day]に設定した場合の石油備蓄の運用を示している。供給障害平均持続時間は長くなるほど、供給障害のリスクとしては大きいものになり、これに対応して石油備蓄量も増加しているという結果になっていると考えられる。

5.3.4 解析期間の影響

本項では、解析期間が変化した場合において石油備蓄の運用結果にどのような影響を及ぼすかについて述べる。解析期間を800[day]から600[day]に変化させた場合の結果を図 5－10 に示す。解析期間が長いほど供給障害や石油価格変動のリスクにさらされている時間が長いということになる。解析期間を短くした場合はリスクとしては小さくなり、それに対応して石油備蓄量の増加も、解析期間が800[day]の場合と比べると小さくなっているという結果が表れている。

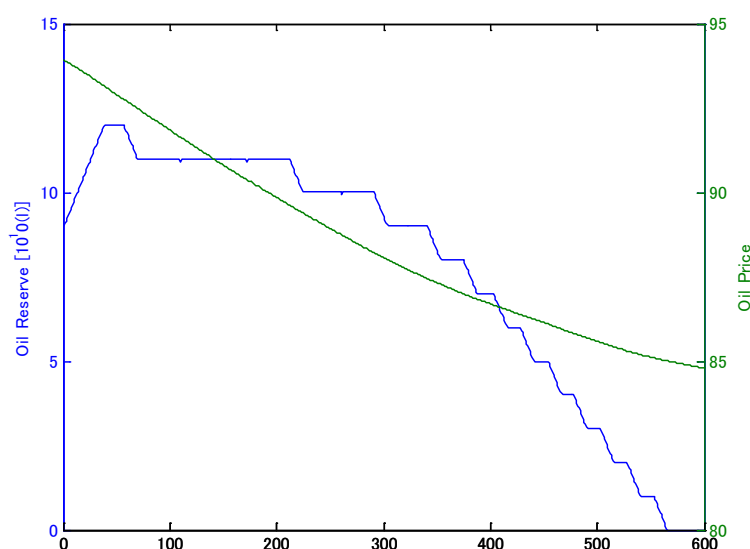


図 5－10 石油備蓄の運用（解析期間：600[day]）

5.3.5 境界条件の影響

本項では、境界条件が変化した場合において石油備蓄の運用結果にどのような影響を及ぼすかについて述べる。

前項までの解析では、境界条件の設定において、満期時の総エネルギーシステムコストは石油備蓄量、供給障害状態、石油価格の如何に関わらず 0 としていた。このため、満期時に石油備蓄量が残存している場合は解析期間中に売却しなかったことにより利益を喪失することになるので、満期時まで石油備蓄を売却するという運用結果が得られた。

本項では境界条件として、満期時の総エネルギーシステムコストを、 $-(\text{石油備蓄量} \times \text{石油価格})$ という設定に変更した。つまり満期時において石油備蓄が残っている場合は、その時点において全て売却することができるという想定をした場合に対応している。

境界条件を変更した場合の運用結果が図5-11である。

前項までのケースと比べると、満期時において石油備蓄の残存量があることが分かる。境界条件を変更したことにより満期時までに石油備蓄を全て売却しないことにより利益の喪失がなくなったので、運用結果が変化したものと考えられる。

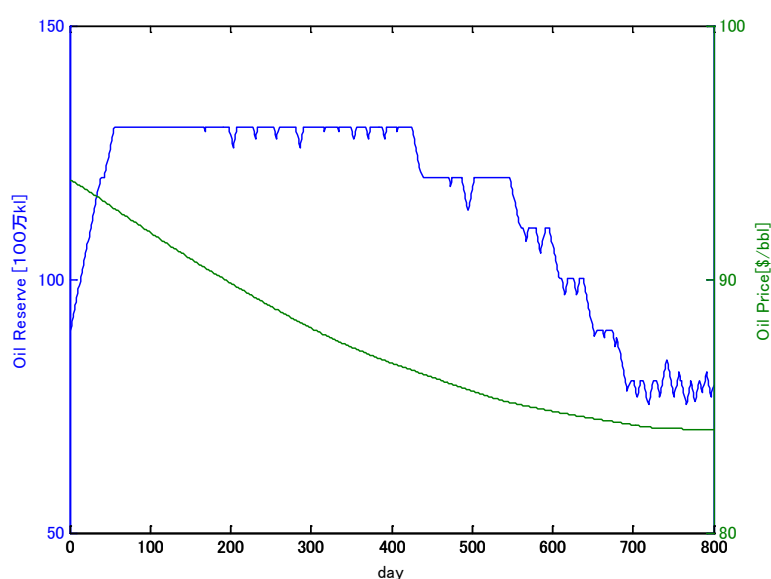


図5-11 石油備蓄の運用（境界条件変更）

第6章 長期モデル

第5章では、所与の設備容量の下での石油備蓄の運用や発電計画に関する最適計画の導出を行った。しかし、長期的な観点では発電設備の増設や石油備蓄設備容量の増加などの計画を策定する必要がある。そこで、短期モデルを下にして最適な設備計画を導出することを目的として長期モデルを構築する。設備計画に関する意思決定についても確率動的計画法により行うものと想定する。

6.1 長期モデルの概要

本節では長期モデルの概要について、短期モデルとの関連も含めて述べる。

6.1.1 長期モデルと短期モデルの関係

短期モデルでは解析期間を通じて電源構成や石油備蓄設備容量は一定と仮定していたが、長期的な観点では将来にわたる電源構成や石油備蓄設備容量の設備計画に関する意思決定を行うための分析が必要になる。そこで本項では、短期モデルでは扱えなかった設備計画に関する意思決定を考慮するために長期モデルを構築する。

長期モデルと短期モデルの関係を図6-1に示す。

長期モデルの解析期間は2010年～2030年の20年間とし、設備計画についての意思決定は5年おきに行うものとする。意思決定を行って以後の5年間の電源構成は変化しないものとする。長期モデルでの分析には5年毎のエネルギーシステムコストを把握する必要があり、短期モデルにより得られた結果を長期モデルにおいて利用することとする。

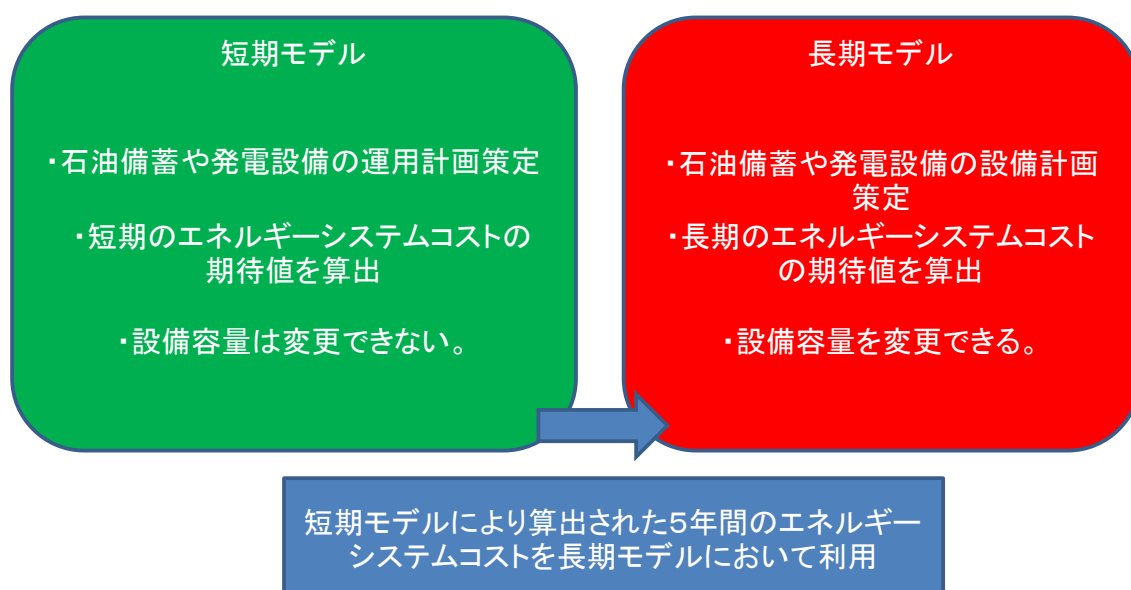


図6-1 長期モデルと短期モデルの関係

6.1.2 長期モデルの石油価格モデル

価格モデルについて短期モデルでは原油先物市場のデータからパラメータを推計して価格モデルを作成していた。しかし原油先物のデータが5年分しか無いことから短期モデルのような手法は適用できない。平均回帰過程を決定づけるパラメータとして、回帰速度・ボラティリティ・平均価格がある。長期モデルにおいては、回帰速度とボラティリティは短期モデルの場合と同じ値を想定する。平均石油価格については5年間を通して一定で推移するものとし、5年おきに確率的に遷移するものと仮定する。平均石油価格は5年ごとに上昇もしくは下降し、それぞれの遷移確率は1/2であるとする。

以上の長期モデル概要は図6－2のようにまとめられる。

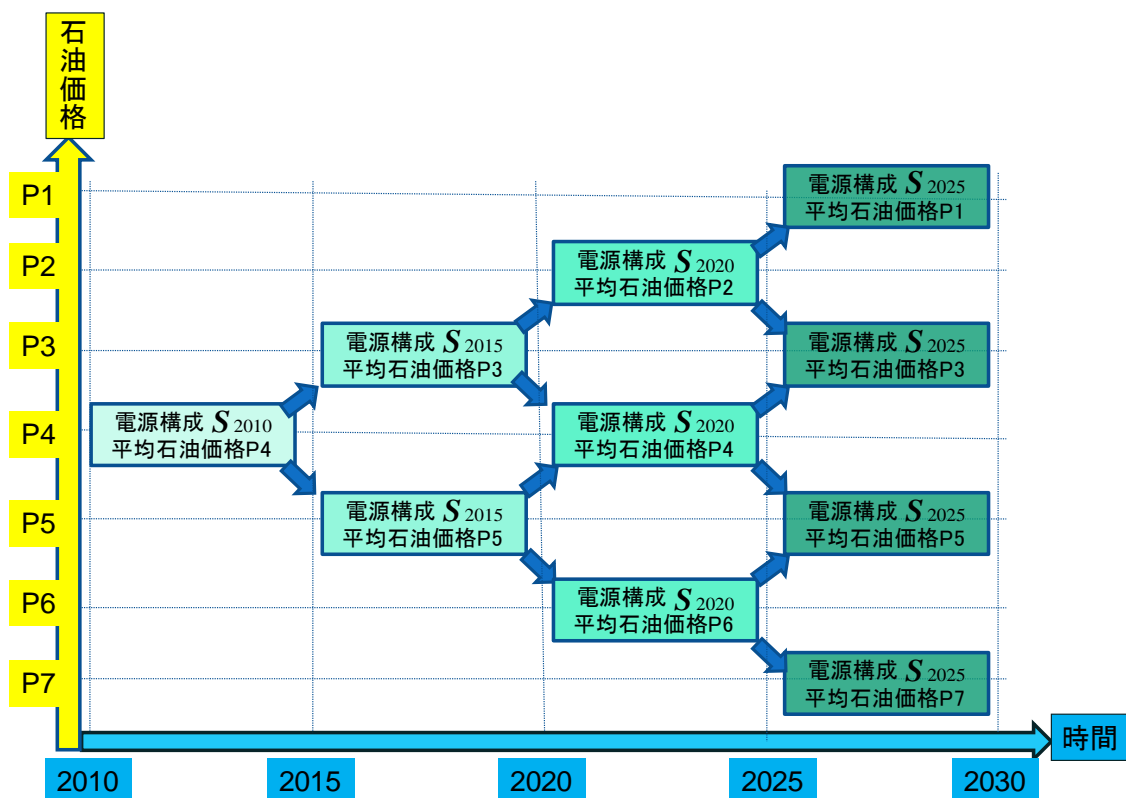


図6－2 長期モデルの概要

次に、長期モデルの価格の推移についてより詳細に述べる。
 平均石油価格のパラメータ設定については表 6－1 の通りである。

表 6－1 平均石油価格に関するパラメータ設定

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
平均石油価格[\$/bbl]	140	120	100	80	60	40	20

図 6－3 は、平均石油価格が P4→P3→P2→P1 と推移した場合、図 6－4 は P4→P5→P6→P7 と推移した場合をそれぞれ示している。5 年ごとに平均石油価格が変化に対応して平均回帰過程による石油価格も変化していることを示している。

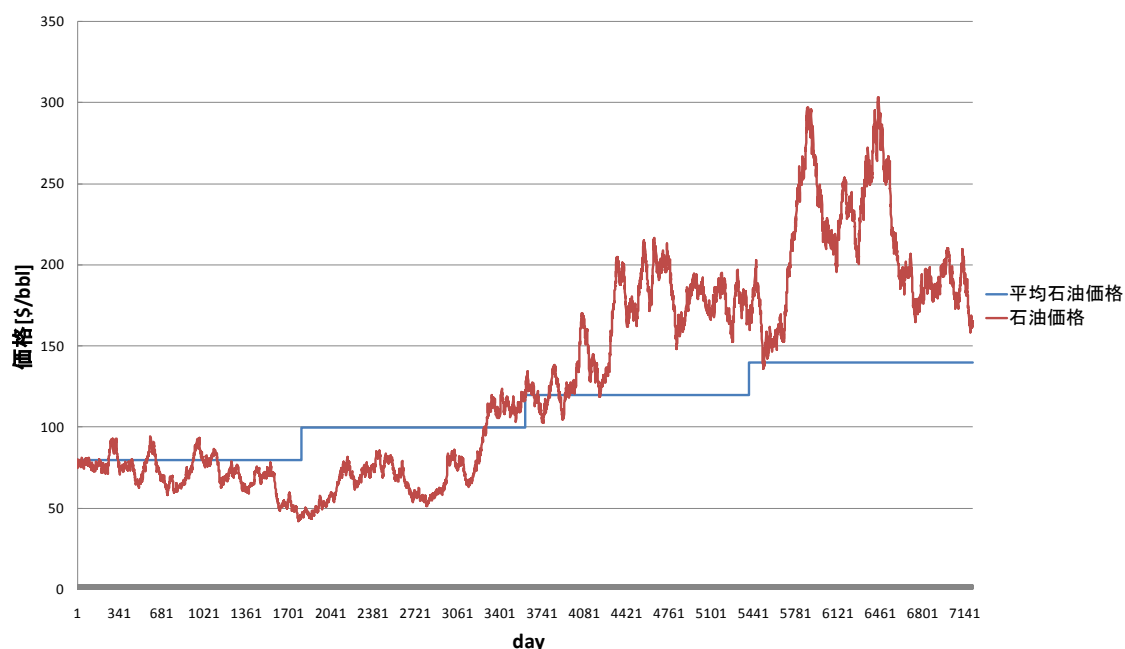


図 6－3 長期モデルにおける石油価格推移（平均石油価格上昇）

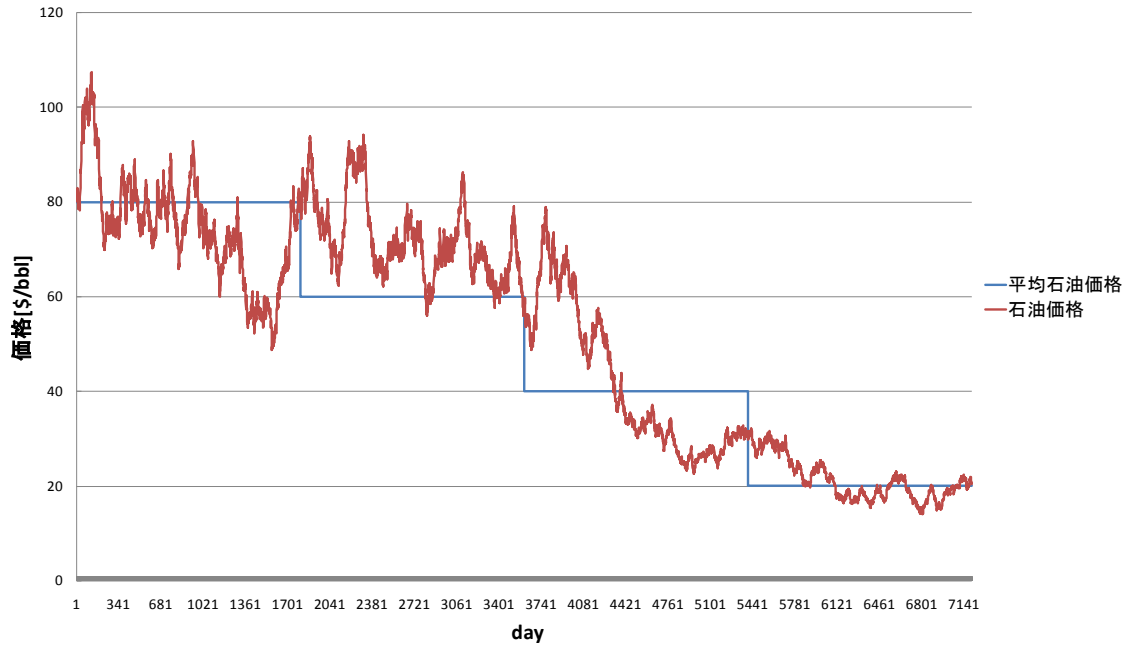


図6－4 長期モデルにおける石油価格推移（平均石油価格下落）

6.2 総エネルギーシステムコストの導出

長期モデルの設備計画については確率動的計画法によって意思決定を行うものと想定し、以下の式のように定式化する。

$$V_y(X_y, S_y) = \min_{S_{y+5}} \{C(X_y, S_y) + e^{-5r} E[V_{y+5}(X_{y+5}, S_{y+5})]\} \quad (6-1)$$

$V_y(X_y, S_y)$: y 年以降のコストの割引現在価値合計

$C(X_y, S_y)$: y 年～ $y+5$ 年の短期モデルにより計算された 5 年間のコスト

X_y : y 年～ $y+5$ 年の平均石油価格

S_y : y 年～ $y+5$ 年の設備容量ベクトル（原子力発電所、石炭火力発電所、天然ガス火力発電所、石炭火力発電所、石油備蓄設備の設備容量を表す。）

y : 年

r : 割引率

式(6-1)は以下のように変形できる。

$$V_y(X_y, S_y) = \min_{S_{y+5}} \{C(X_y, S_y) + e^{-5r} E[V_{y+5}(X_{y+5}, S_{y+5})]\} \quad (6-2)$$

$$V_y(X_y, S_y) = C(X_y, S_y) + e^{-5r} \min_{S_{y+5}} \{E[V_{y+5}(X_{y+5}, S_{y+5})]\} \quad (6-3)$$

$$V_y(X_y, S_y) = C(X_y, S_y) + e^{-5r} \min_{S_{y+5}} \{ pup * V_{y+5}(X_y + 5up, S_y + 5) + pdown * V_{y+5}(X_y + 5down, S_y + 5) \} \quad (6-4)$$

pup : 平均石油価格が上昇する確率

$pdown$: 平均石油価格が下落する確率

$X_y + 5up$: y 年～ $y+5$ 年の平均石油価格 X_y から上昇した $y+5$ 年～ $y+10$ 年の平均石油価格

$X_y + 5down$: y 年～ $y+5$ 年の平均石油価格 X_y から下落した $y+5$ 年～ $y+10$ 年の平均石油価格

6.3 境界条件

確率動的計画法を用いる際に境界条件の設定が必要になる。

境界条件の設定にあたって、以下の3つの仮定をおくこととする。

① 平均石油価格の変動に関する仮定

2030 年以降の平均石油価格の変動については、次のような仮定を行う。

$$V_T(P1, S_T) = C(P1, S_T) + e^{-5r} \min_{S_{T+5}} \{ pup * V_{T+5}(P1, S_{T+5}) + pdown * V_{T+5}(P3, S_{T+5}) \}$$

$$V_T(P3, S_T) = C(P3, S_T) + e^{-5r} \min_{S_{T+5}} \{ pup * V_{T+5}(P1, S_{T+5}) + pdown * V_{T+5}(P5, S_{T+5}) \}$$

$$V_T(P5, S_T) = C(P5, S_T) + e^{-5r} \min_{S_{T+5}} \{ pup * V_{T+5}(P3, S_{T+5}) + pdown * V_{T+5}(P7, S_{T+5}) \}$$

$$V_T(P7, S_T) = C(P7, S_T) + e^{-5r} \min_{S_{T+5}} \{ pup * V_{T+5}(P5, S_{T+5}) + pdown * V_{T+5}(P7, S_{T+5}) \}$$

(6-5)

② 設備計画に関する仮定

2030 年以降は設備容量を変更することができないという想定を行う。

この想定により、2030 年までに最適な設備容量への計画が行われると考えられる。

$T \geq 2030$ において、 $S_T = S_{T+5}$ とする。

③ 総エネルギーシステムコストに関する仮定

2030 年以降は、設備容量に関する変更をせず、また平均石油価格の変動についても一定のパターンに従うことから、定常状態になると考えられる。

そのため、総エネルギーシステムコストに関して以下のような想定を行う。仮定の定性的な意味としては、 T 時点以降から将来にわたる総エネルギーシステムコストと $T+5$ 時点以降から将来にわたる総エネルギーシステムコストが等しくなるということになる。

$$\begin{aligned}
 V_T(P1, S_T) &= V_{T+5}(P1, S_T) \\
 V_T(P3, S_T) &= V_{T+5}(P3, S_T) \\
 V_T(P5, S_T) &= V_{T+5}(P5, S_T) \\
 V_T(P7, S_T) &= V_{T+5}(P7, S_T)
 \end{aligned}
 \tag{6-6}$$

以上の 3 つの条件により、以下の式のようにまとめられる。

$$\begin{aligned}
 V_T(P1, S_T) &= C(P1, S_T) + e^{-5r} \{ pup * V_T(P1, S_T) + pdown * V_T(P3, S_T) \} \\
 V_T(P3, S_T) &= C(P3, S_T) + e^{-5r} \{ pup * V_T(P2, S_T) + pdown * V_T(P4, S_T) \} \\
 V_T(P5, S_T) &= C(P5, S_T) + e^{-5r} \{ pup * V_T(P3, S_T) + pdown * V_T(P7, S_T) \} \\
 V_T(P7, S_T) &= C(P7, S_T) + e^{-5r} \{ pup * V_T(P5, S_T) + pdown * V_T(P7, S_T) \}
 \end{aligned}
 \tag{6-7}$$

(6-7)式は、 $V_T(P1, S_T)$ 、 $V_T(P3, S_T)$ 、 $V_T(P5, S_T)$ 、 $V_T(P7, S_T)$ に関する連立方程式となっており、解析解が求められる。

6.4 設備計画の導出

前節の確率動的計画法により、時点別の総エネルギーシステムコストや設備計画を導出することができる。本節では総エネルギーシステムコストを利用して最適設備計画の策定を行う方法を説明する。

6.4.1 設備容量に関する想定

設備計画の導出を行うためには、設備容量別の総エネルギーシステムコストを確率動的計画法により導出する必要がある。総エネルギーシステムコスト $V_y(X_y, S_y)$ は、平均石油価格 X_y と設備容量ベクトル S_y の関数となっている。平均石油価格に関する設定は前節までにおいて説明した。

長期モデルにおける確率動的計画法も短期モデルと同様に離散化されているので、設備容量ベクトル S_y についても離散化することになる。

長期モデルにおいて設備容量に関する設定を以下のように設定する。

表 6－2 設備容量の設定

	原子力	石炭火力	天然ガス火力	石油火力	石油備蓄
現在の設備容量	50[GW]	37.5[GW]	58[GW]	46.6[GW]	90[百万 kl]
離散化した設備容量	50[GW]	37.5[GW]	58[GW]	34.6[GW]	90[百万 kl]
	60[GW]	42.5[GW]	65[GW]	40.6[GW]	120[百万 kl]
	70[GW]	47.5[GW]	75[GW]	46.6[GW]	150[百万 kl]

上記のように、各発電設備と石油備蓄について 3 通りの設備容量を想定した。

平均石油価格別に 3^5 通り、つまり 243 通りの総エネルギーシステムコストが存在することになる。

6.4.2 線形計画問題の立式

前項までの設定の下での確率動的計画法により、あらかじめ想定した 243 通りの設備容量の範囲内で設備計画を策定することができる。しかし、より現実に近いモデルとするためには、243 通りの設備容量以外の設備容量への意思決定も可能にすることが必要になる。以下に具体的な手順を述べる。

$$V_y(X_y, S_y) = C(X_y, S_y) + e^{-5r} \min_{S_{y+5}} \{pup * V_{y+5}(X_y + 5up, S_y + 5) + pdown * V_{y+5}(X_y + 5down, S_y + 5)\} \quad (6-8)$$

重みづけベクトル \mathbf{x}_{y+5} を設定する。

$$\mathbf{x}_{y+5} = \begin{bmatrix} x_{y+5}^1 & x_{y+5}^2 & \cdots & x_{y+5}^i & \cdots & x_{y+5}^n \end{bmatrix} \quad (6-9)$$

243 通りの設備容量を以下の行列 \mathbf{S} により表現する。

$$\begin{aligned} \mathbf{S} &= [\mathbf{S}^1 \quad \mathbf{S}^2 \quad \cdots \quad \mathbf{S}^i \quad \cdots \quad \mathbf{S}^n] \\ &= \begin{bmatrix} S_{atom}^1 & S_{atom}^2 & & S_{atom}^i & & S_{atom}^n \\ S_{coal}^1 & S_{coal}^2 & & S_{coal}^i & & S_{coal}^n \\ S_{lng}^1 & S_{lng}^2 & \cdots & S_{lng}^i & \cdots & S_{lng}^n \\ S_{oil}^1 & S_{oil}^2 & & S_{oil}^i & & S_{oil}^n \\ S_{reserve}^1 & S_{reserve}^2 & & S_{reserve}^i & & S_{reserve}^n \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6-10)$$

\mathbf{x}_{y+5} と \mathbf{S} により、設備容量ベクトル \mathbf{S}_{y+5} を以下のように表現することができる。

$$\mathbf{S}_{y+5} = \mathbf{S} \cdot \mathbf{x}_{y+5} \quad (6-11)$$

総エネルギーシステムコストについても重みづけにより表現することができる。

$$V_{y+5}(X_y + 5up, \mathbf{S}_y + 5) = V_{y+5}up \cdot \mathbf{x}_{y+5} \quad (6-12)$$

$$V_{y+5}(X_y + 5down, \mathbf{S}_y + 5) = V_{y+5}down \cdot \mathbf{x}_{y+5} \quad (6-13)$$

ここで、 $V_{y+5}up$ と $V_{y+5}down$ はそれぞれ、平均石油価格が上昇もしくは下落した場合の総エネルギーシステムコストベクトルであり、以下の式のように定義する。

$$V_{y+5}up = \begin{bmatrix} V_{y+5}(X_y + 5up, \mathbf{S}^1) & V_{y+5}(X_y + 5up, \mathbf{S}^2) & \cdots & V_{y+5}(X_y + 5up, \mathbf{S}^i) & \cdots & V_{y+5}(X_y + 5up, \mathbf{S}^n) \end{bmatrix} \quad (6-14)$$

$$V_{y+5}down = \begin{bmatrix} V_{y+5}(X_y + 5down, \mathbf{S}^1) & V_{y+5}(X_y + 5down, \mathbf{S}^2) & \cdots & V_{y+5}(X_y + 5down, \mathbf{S}^i) & \cdots & V_{y+5}(X_y + 5down, \mathbf{S}^n) \end{bmatrix} \quad (6-15)$$

以上の前提の下で、最適設備計画は以下の線形計画問題としてまとめることができる。

「目的関数」(最小化)

$$Objective = pup * V_{y+5} up \cdot x_{y+5} + pdown * V_{y+5} down \cdot x_{y+5} \quad (6-16)$$

「制約条件」

$$S_y - Schange \leq S \cdot x_{y+5} = S_{y+5} \leq S_y + Schange \quad (6-17)$$

$$x_{y+5}^i \geq 0 \quad (6-18)$$

$$\sum_i x_{y+5}^i = 1 \quad (6-19)$$

Schange : 最大容量変化幅ベクトル。発電設備、石油備蓄のそれぞれの最大容量変化幅を並べてベクトル表示したもの。

6.5 長期モデルのパラメータ

長期モデルでの解析にあたって、パラメータを以下のように設定する。

表 6－3 設備に関するパラメータ設定

	原子力	石炭火力	天然ガス火力	石油火力	石油備蓄
現在の設備容量	50[GW]	37.5[GW]	58[GW]	46.6[GW]	90[百万 kl]
最大容量変化幅	10[GW]	5[GW]	10[GW]	6[GW]	30[百万 kl]
容量上下限	50 ～ 70[GW]	37.5 ～ 47.5[GW]	58～75[GW]	34.6 ～ 46.6[GW]	90～150[百万 kl]
建設費	3100[億 ¥/GW]	2600[億 ¥/GW]	2400[億¥/GW]	2000[億 ¥/GW]	300[億¥/百万 kl]

最大容量変化幅：5 年に一度の設備容量の変化における設備容量の最大変化幅を示す。

容量上下限：解析期間を通じた設備容量の上下限

6.6 長期モデルの結果

6.6.1 総エネルギーシステムコスト

本項では長期モデルの解析により得られたエネルギーシステムコストについて示す。

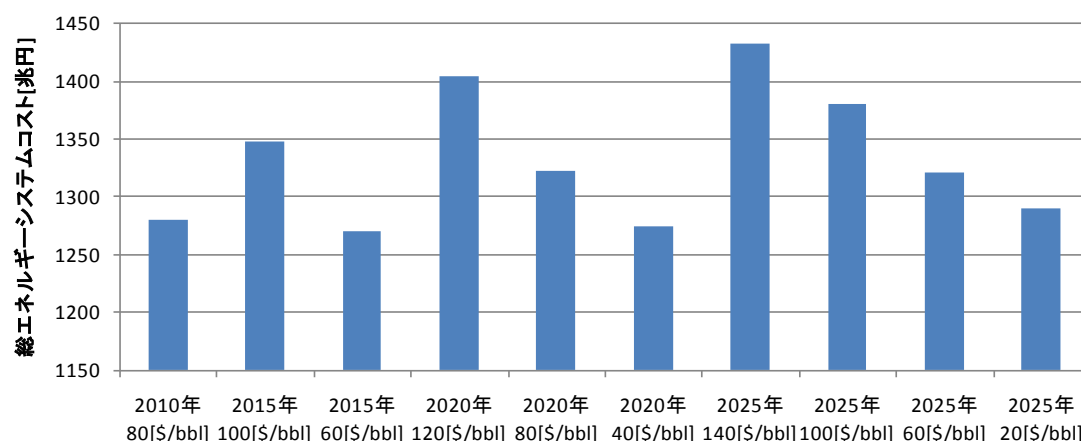


図 6－5 時点別・平均石油価格別の総エネルギーシステムコスト

図6－5は、時点別・平均石油価格別の総エネルギーシステムコストを示している。

総エネルギーシステムコストを時点ごとに見ると、平均石油価格の違いにより大きく差が出ていることが分かる。

また、同じ平均石油価格でも時点により総エネルギーシステムコストに差が出ている。つまり、2010年の平均石油価格が80[\$/bbl]の場合の総エネルギーシステムコストより2020年の平均石油価格が80[\$/bbl]の場合の総エネルギーシステムコストの方が大きくなっている。これは、時点が進むにつれて電力需要などが増加しているためであると考えられる。

6.6.2 設備計画

最適設備計画に関する結果を以下の図に示す。

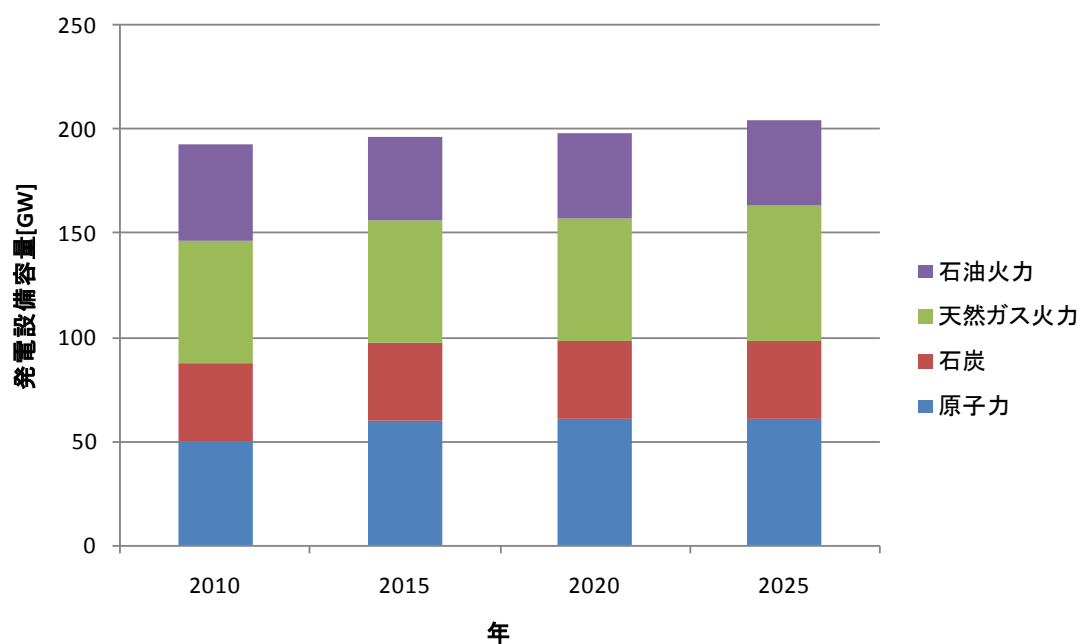


図6－6 発電設備計画

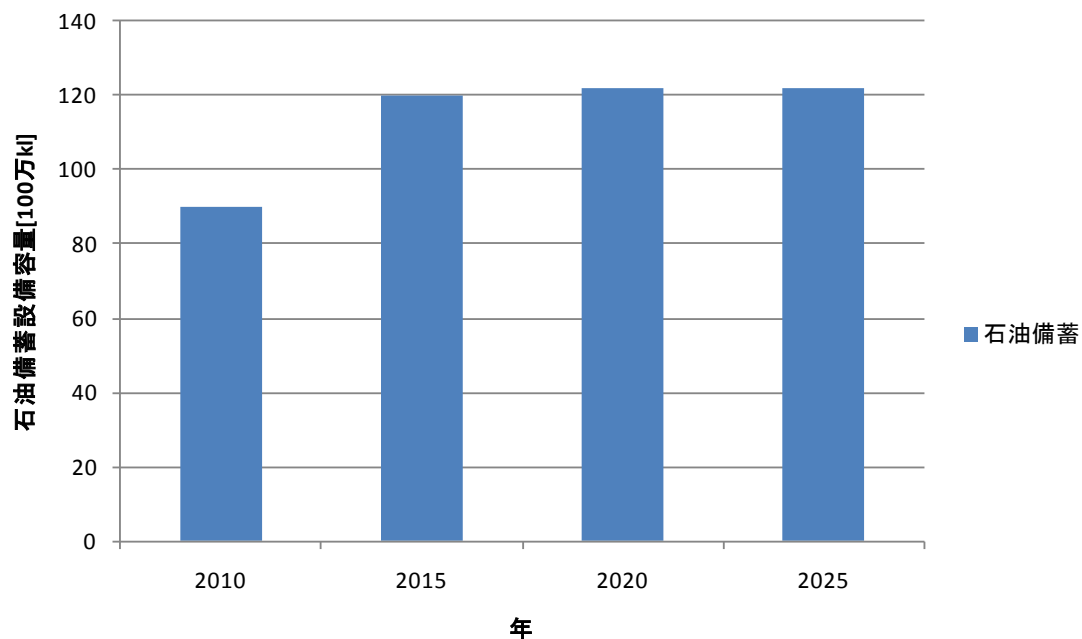


図6－7 石油備蓄設備計画

電力需要の伸びに対応して全体としての発電設備容量は増加していることが分かる。

発電方式別に見ると、石油火力発電は石油に関するリスク（石油価格の変動や供給障害の発生）を考慮して減少させているものと考えられる。石油火力に比べてリスクの少ない原子力や天然ガス火力の設備容量が増大している。

また、石油備蓄に関しても石油に関するリスクへの対応として2015年において設備容量が増大している。

6.6.3 電気自動車の導入による影響

本項では電気自動車(EV)が普及した場合にエネルギーシステムコストに与える影響について分析する。

電気自動車が普及した場合には、おもに夜間に充電が行われることから電力負荷は増加する。一方で運輸部門において電気自動車が導入されない時点で消費されていた石油需要量は減少することになる。電気自動車の普及率は2010年で5%、2015年で10%、2020年で20%、2025年で30%とする。この想定の下での充電量を以下の図6－8のように設定する。⁸

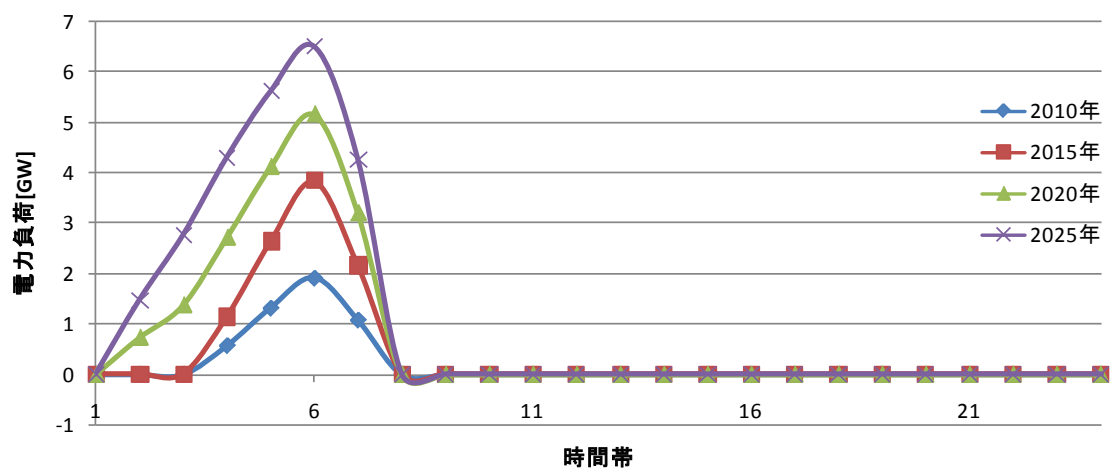


図 6－8 電気自動車の普及による電力負荷の変化

上記の想定をした場合において石油需要量の減少分は以下の図の通りである。

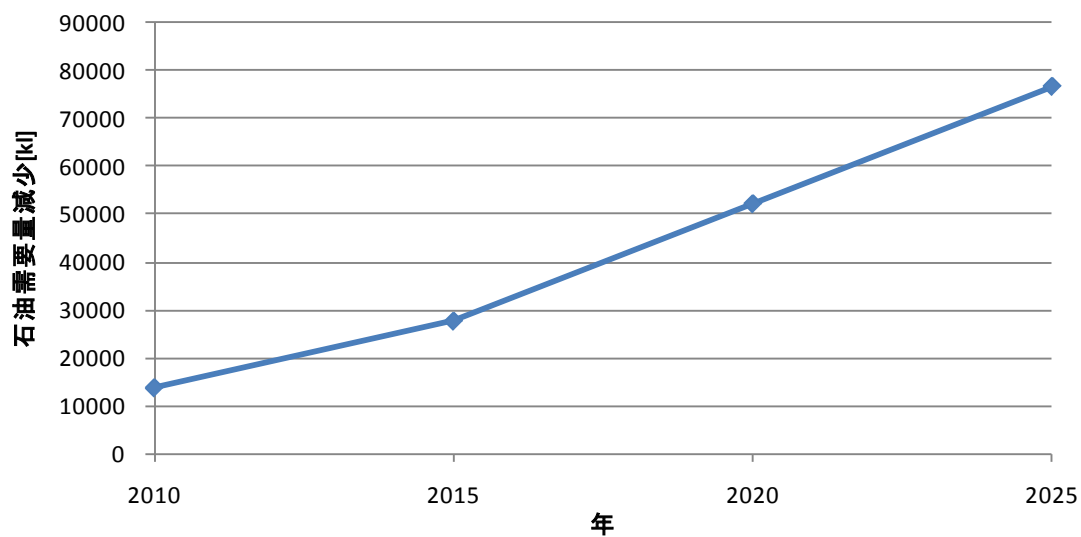


図 6－9 電気自動車の普及による石油需要量の減少

上記の想定の下で、電気自動車の導入の有無によって総エネルギーシステムコストにどのような影響を与えるかを図 6－10 に示す。

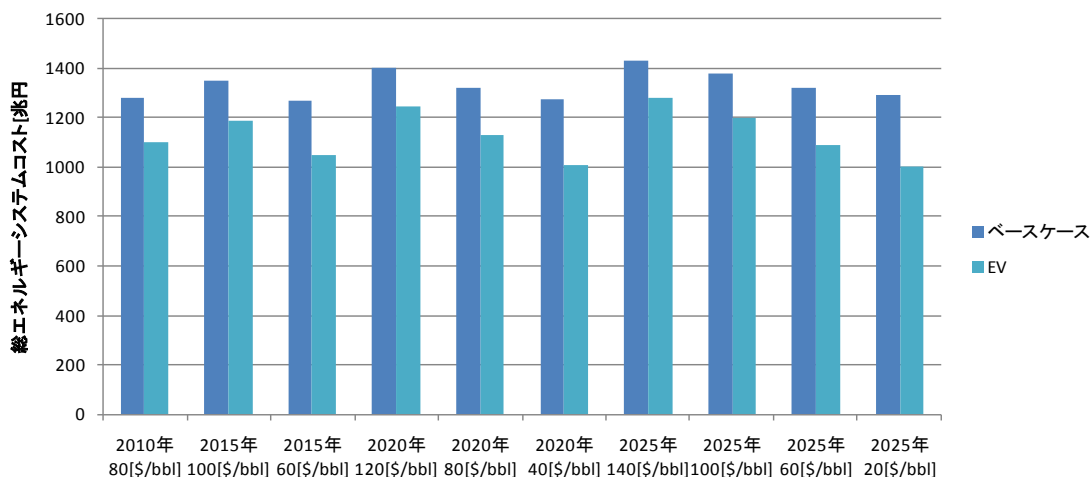


図6－10 EV導入による総エネルギーシステムコストの変化

電気自動車の導入により、総エネルギーシステムコストが減少していることが分かる。

石油に関しては価格変動リスクと供給障害リスクがある。電気自動車の導入により、運輸部門の石油需要が減って電力需要が増加すると、発電部門に関しては石油火力発電以外の発電方式が存在するためにリスクは減少する。そのために総エネルギーシステムコストが減少したものと考えられる。

6.6.4 コージェネレーションシステムやヒートポンプの導入による影響

本項ではコージェネレーションシステム(CGS)やヒートポンプ(HP)の導入がエネルギーシステムコストに与える影響を分析する。

CGSにはガスエンジンCGS(以下GE)、燃料電池CGS(以下FC)がある。HPは給湯用ヒートポンプである。

CGSやHPを導入することにより電力負荷と天然ガス需要量に影響を与えることになる。

GE、FC、HPがそれぞれ戸建住宅に100%普及した場合の2010年における電力負荷の変化を図6－11に、天然ガス需要量の変化を図6－12に示す。⁹なお、普及率は2010年以降も一定とし、戸建住宅に100%導入されているものと仮定する。

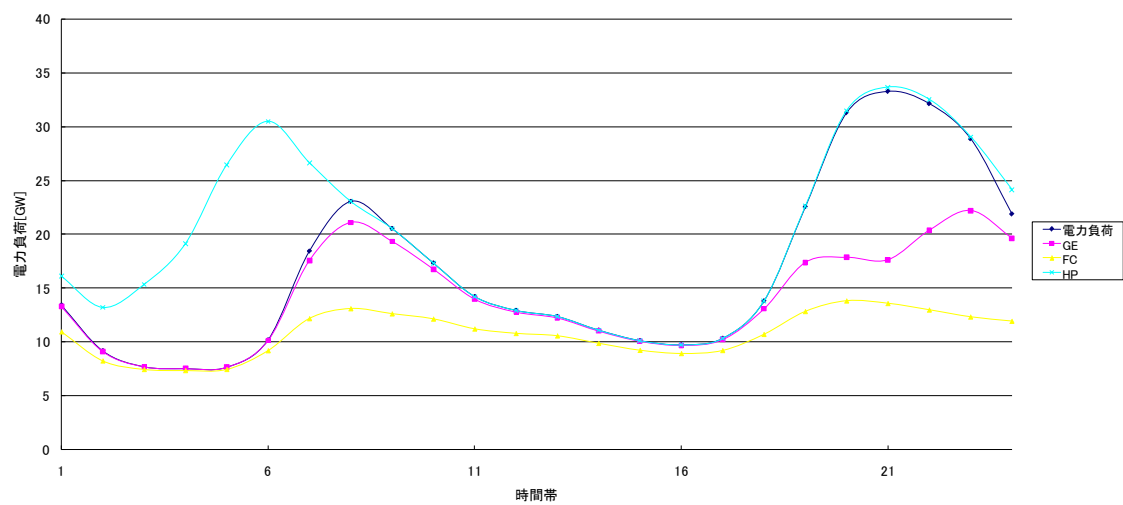


図 6 - 1 1 CGS や HP の導入による電力負荷の変化

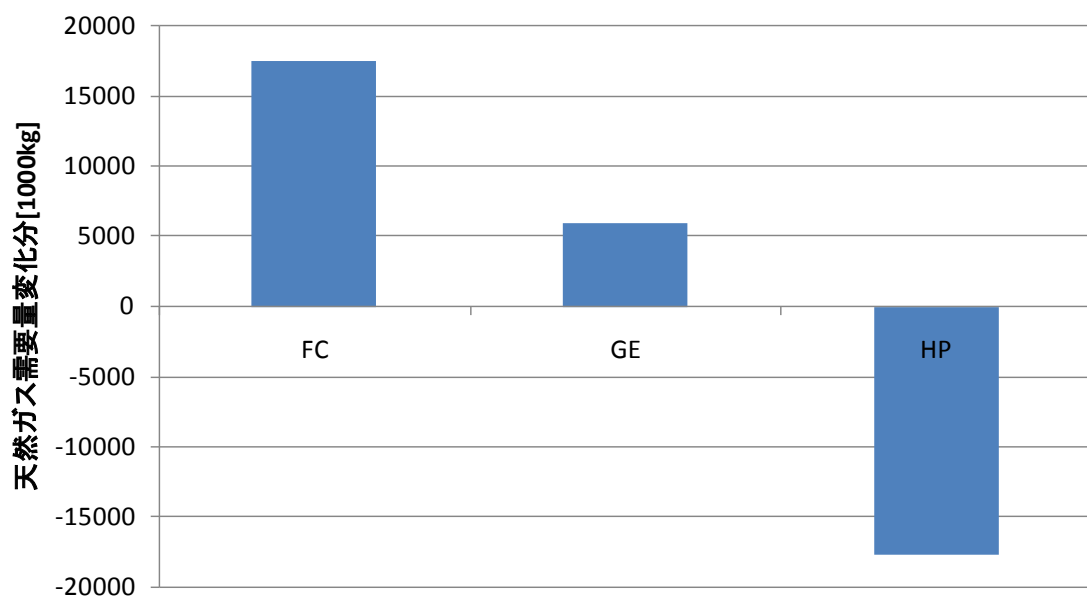


図 6 - 1 2 CGS や HP の導入による天然ガス需要量の変化

上記の想定の下で、CGS や HP の導入の有無によって総エネルギーシステムコストにどのような影響を与えるかを図6－13に示す。

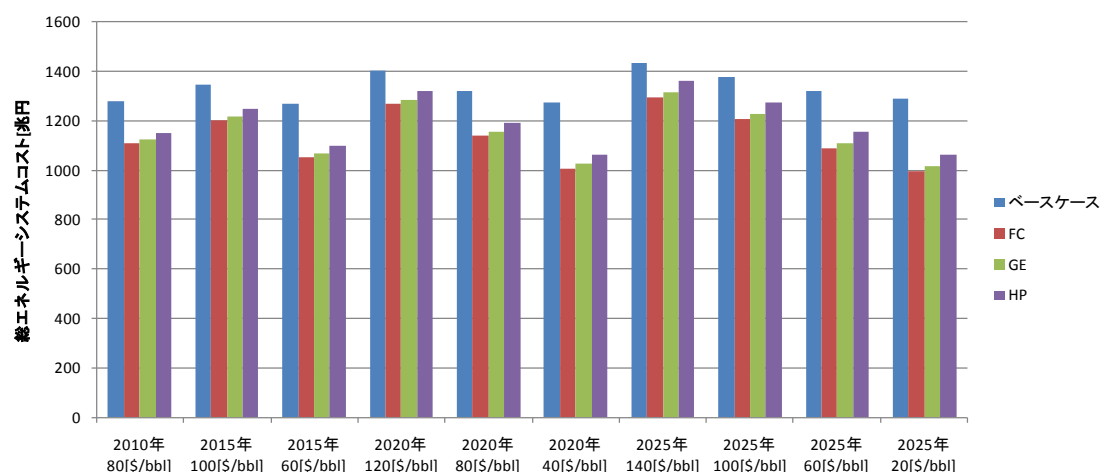


図6－13 CGS や HP の導入による総エネルギーシステムコストの変化

ベースケースと比較すると、FC の導入時が最も総エネルギーシステムコストが低くなっている。これは、FC による省エネ効果が大きいためであると考えられる。

またリスクという観点からは、電力需要が減少することで、石油を電力以外の需要に対応させることのできる割合が大きくなる。その結果、供給障害の場合を考慮すると、供給障害時の供給不足量が小さくなるため、消費者効用の減少が抑えられることが考えられる。

なお、今回の解析においては、FC,GE,HP の導入コストを考慮していないために、CGS や HP の導入による総エネルギーシステムコストの軽減効果が大きくなっていると考えられる。

第7章 結論

7.1 本研究の成果

本研究では、石油価格の変動や石油の供給障害リスクという不確実状況下における確率動的計画法を用いた石油備蓄設備を保持する日本の最適石油備蓄運用計画及びエネルギーシステムコストの定量的な評価について、差分法による数値解析法を提案した。そして設定条件に基づいて解析を行い、それらの運用計画、エネルギーシステムコストに対して様々なパラメータが及ぼす影響について見当を行った。

以下に各章で得られた知見を要約する。

第 1 章では、本研究の背景として石油備蓄設備の役割と展望、運用状況について述べ、エネルギーセキュリティ上のリスクとリスクに対する石油備蓄設備の有用性について概説した。そしてそれらの背景を踏まえた上で、本研究の目的を明確にした。

第 2 章では不確実性を模擬する際に使用する確率過程と、その確率過程を解くために必要となる伊藤公式による確率微分方程式について概説した。また、確率微分方程式の数値解析解を解くために必要とされる有限差分法の基本的な特徴や考え方について示した。

第 3 章では日本のエネルギーシステムについての設定を行い、エネルギーシステムコストについての定義を行った。設定したエネルギーシステムの下での電力需給の状況やエネルギー資源の需給の状況について、石油価格や供給障害の有無などに分けて示した。

また、消費者効用の評価をエネルギーシステムコストに組み入れることで、石油の供給障害の影響について定量的に評価するための準備を整えた。

第 4 章では日本にとってのエネルギーセキュリティ上のリスクである不確実性（石油価格の変動と供給障害の発生）の模擬方法について説明した。さらにそれらの不確実性と、状態変数を考慮した確率動的計画法を用いた総エネルギーシステムコストの導出方法と、差分法による具体的な数値解析方法について説明した。

第 5 章では前述した手法を用いて石油備蓄の最適運用計画及び総エネルギーシステムコストを導出した。供給障害の可能性を考慮した場合、最適運用計画は供給障害時の石油需要への対策を優先して構築されるケースが多いこと、市場売買を行って売買差益を得ることを示した。また、石油の売買のタイミングとしては石油価格の安い時間帯に購入し、石油価格の高い時間帯に売却するという、直感的にも理解できる結果を示すことで、その妥当性を確認した。

第 6 章では、より長期間にわたる解析を可能とするために短期モデルを元に長期モデルを構築した。長期モデルによる解析を行うことで、最適設備計画や長期にわたるエネルギーシステムコストの評価を行った。また、コージェネレーションシステムや電気自動車の普及についての仮定を行い、エネルギーシステムコストに与える影響について分析を行った。

7.2 今後の課題

本研究の今後の課題として以下の事項を考慮した検討を続けることが考えられる。

様々なリスクの考慮

本研究においては石油価格の変動と石油の供給障害についてのリスクを想定したが、これら以外のリスクについても様々なものが考えられる。例として、石炭価格やウラン価格の不確実性、将来の電力需要やエネルギー資源需要の不確実性、発電設備の故障などが考えられる。これらの不確実性をモデルに組み込むことはパラメータの設定などの面で困難であることが予想されるが、本研究で用いた手法を用いることでモデルとしては構築可能なものであり、より現実に近いモデルになることが期待される。

エネルギー資源需給の精緻化

本研究において、主要なエネルギー資源として石油、石炭、天然ガス、ウランのみを考慮した。しかし、実際には各エネルギー資源には品質などの違いにより様々な種類が存在している。モデルを精緻化するためには多様なエネルギー資源の種類別に需要量を想定し、また消費者効用の増減を評価する必要があると考えられる。

付録

係数行列導出法について

●1 階偏微分 $\Delta V_i(n, s_o, k) / \Delta X$

1 階偏微分の差分近似について，以下のように表すことができる。

$n=1$

$$V_i(n, s_o, k) / \Delta X = (V_i(n+1, s_o, k) - V_i(n, s_o, k)) / \Delta X$$

$n=[2 \sim N-1]$

$$V_i(n, s_o, k) / \Delta X = (V_i(n+1, s_o, k) - V_i(n-1, s_o, k)) / 2\Delta X$$

$n=N$

$$V_i(n, s_o, k) / \Delta X = (V_i(n, s_o, k) - V_i(n-1, s_o, k)) / \Delta X$$

よって，* 番目の偏微分方程式に $\alpha \cdot \Delta V_i(n, s_o, k) / \Delta X$ が含まれた場合，係数行列の要素に対して次のように加える。

1'stPDtoCoefMatrix[n,α]

$n=1$

$$A(*, N(s_o - 1) + n + 1) = A(*, N(s_o - 1) + n + 1) + \frac{\alpha}{\Delta X}$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n) = A(*, N(s_o - 1) + n) - \frac{\alpha}{\Delta X}$$

$n=[2 \sim N - 1]$

$$A(*, N(s_o - 1) + n + 1) = A(*, N(s_o - 1) + n + 1) + \frac{\alpha}{2\Delta X}$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n - 1) = A(*, N(s_o - 1) + n - 1) - \frac{\alpha}{2\Delta X}$$

$n= N$

$$A(*, N(s_o - 1) + n) = A(*, N(s_o - 1) + n) + \frac{\alpha}{\Delta X}$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n - 1) = A(*, N(s_o - 1) + n - 1) - \frac{\alpha}{\Delta X}$$

●2 階の偏微分 $\Delta^2 V_i(n, s_o, k) / \Delta X^2$

2 階偏微分の差分近似については以下のように表すことができる。

$$n=1$$

$$V_i^2(n, s_o, k) / \Delta X^2 = (V_i(n+2, s_o, k) - 2V_i(n+1, s_o, k) - V_i(n, s_o, k)) / \Delta X^2$$

$$n=[2 \sim N-1]$$

$$V_i^2(n, s_o, k) / \Delta X^2 = (V_i(n+1, s_o, k) - 2V_i(n, s_o, k) - V_i(n-1, s_o, k)) / \Delta X^2$$

$$n=N$$

$$V_i^2(n, s_o, k) / \Delta X^2 = (V_i(n, s_o, k) - 2V_i(n-1, s_o, k) - V_i(n-2, s_o, k)) / \Delta X^2$$

よって、* 番目の偏微分方程式に $\alpha \cdot \Delta^2 V_i(n, s_o, k) / \Delta X^2$ が含まれた場合、係数行列の要素に対して次のように加える。

2'ndPDtoCoefMatrix[n,α]

$$n=1$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n + 2) = A(*, N(s_o - 1) + n + 2) + \frac{\alpha}{\Delta X^2}$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n + 1) = A(*, N(s_o - 1) + n + 1) - \frac{2\alpha}{\Delta X^2}$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n) = A(*, N(s_o - 1) + n) + \frac{\alpha}{\Delta X^2}$$

$$n=[2 \sim N-1]$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n + 1) = A(*, N(s_o - 1) + n + 1) + \frac{\alpha}{\Delta X^2}$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n) = A(*, N(s_o - 1) + n) - \frac{2\alpha}{\Delta X^2}$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n - 1) = A(*, N(s_o - 1) + n - 1) + \frac{\alpha}{\Delta X^2}$$

$$n=N$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n) = A(*, N(s_o - 1) + n) + \frac{\alpha}{\Delta X^2}$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n - 1) = A(*, N(s_o - 1) + n - 1) - \frac{2\alpha}{\Delta X^2}$$

$$A(*, N(s_o - 1) + n - 2) = A(*, N(s_o - 1) + n - 2) + \frac{\alpha}{\Delta X^2}$$

謝辞

本研究の進行には数多くの方々が協力して下さいました。この場を借りて厚く御礼申し上げます。本当にありがとうございました。

ご多忙の中、ミーティングで適切に軌道修正をして下さり、具体的なアドバイスをして下さった藤井康正准教授に心より感謝しております。先生のお気遣いは本当に励みになりました。

同輩の笠松君や細川君、横山さんを始め、既に卒業された研究室の諸先輩方及び大学院生、卒論生の方々とは、非常に楽しい研究生活を送らせて頂きました。これだけ楽しいメンバーに囲まれた研究室は、それ程ないだろうと思う位楽しませて頂きました。ありがとうございました。

最後に、これまでの18年間の学生生活を経済面、精神面で支えてくれた家族に心より感謝し、謝辞と致します。

2009年2月1日

向山 峻介

発表文献

向山峻介，藤井康正，“エネルギーセキュリティ向上施策の経済的妥当性に関する基礎的検討”，電気学会全国大会，2008 年 3 月

向山峻介，藤井康正，“エネルギーセキュリティ向上施策の経済的妥当性に関する研究”，電力・エネルギー部門大会，2009 年 1 月

向山峻介，藤井康正，“エネルギーセキュリティを考慮したエネルギーシステムの最適化，2009 年 3 月

参考文献

-
- ¹ 石油備蓄専門小委員会, “総合資源エネルギー調査会石油分科会石油部会石油備蓄専門小委員会 (第4回) 配布資料”, 経済産業省, 2005 年
- ² 石油備蓄専門小委員会, “総合資源エネルギー調査会石油分科会石油部会石油備蓄専門小委員会 (第1回) 配布資料”, 経済産業省, 2005 年
- ³ JOGMEC ウェブサイト,
http://www.jogmec.go.jp/jogmec_activities/stockpiling_oil/emergency/index.html 2008 年
- ⁴ 石油備蓄専門小委員会, “総合資源エネルギー調査会石油分科会石油部会石油備蓄専門小委員会 (第3回) 配布資料”, 経済産業省, 2005 年
- ⁵ 沢木勝茂, “ファイナンスの数理”, 朝倉書店, 1994 年
- ⁶ 森平爽一郎, 小島裕, “コンピュテーショナル・ファイナンス”, 朝倉書店, 1997 年
- ⁷ 河本薫, “金融工学を用いた LNG 価格フォーミュラの市場価値評価”, エネルギー・資源学会誌, VOL29, NO.2
- ⁸ 上杉春奈, “電気自動車の充電時間を考慮した電力需要の推計と二酸化炭素排出量”, 東京大学修士論文, 2007 年
- ⁹ 戸張智貴, “家庭用 CGS・給湯用 HP の大規模導入が日本のエネルギー需給・CO₂ 排出量に及ぼす影響の評価”, 東京大学修士論文, 2006 年