



HOKKAIDO UNIVERSITY

Title	次世代の電力系統に対応した設備計画に関する研究
Author(s)	真鍋, 勇介
Degree Grantor	北海道大学
Degree Name	博士(工学)
Dissertation Number	甲第11318号
Issue Date	2014-03-25
DOI	https://doi.org/10.14943/doctoral.k11318
Doc URL	https://hdl.handle.net/2115/55777
Type	doctoral thesis
File Information	Yusuke_Manabe.pdf



博士論文

次世代の電力系統に対応した設備計画に関する研究

真鍋 勇介

2013 年 12 月

北海道大学 大学院情報科学研究科
システム情報科学専攻

本論文は北海道大学大学院情報科学研究科に
博士(工学)授与の要件として提出した博士論文である。

真鍋 勇介

審査委員：	主査	北	教 授
	副査	五十嵐	教 授
		小笠原	教 授
		原	准教授

次世代の電力系統に対応した設備計画に関する研究*

真鍋 勇介

概要

我が国の電力系統は、地下資源の乏しさや縦長な国土形状などの特徴から、日本を 10 の地域に分け各地域に一般電気事業者を配する、一地域一社による垂直統合型の管理を行ってきた。しかし、現在、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー（Renewable Energy : RE）の大量導入と、発送電分離や電力市場の開設などの電気事業の規制緩和という二つの大きな転換を迎えている。RE 電源の不確実性や地域偏在性、電力市場を介した複数の発電事業者による競争状態は今までの電力系統にはなかった要素であり、これらの変化は電力系統の運用・管理手法に大きな影響を与えられよう。

本論文ではその中でも、従来型電源や地域間連系線、蓄電池という電力系統設備の拡充計画へ与える影響や問題点を明らかにし、数年単位の長期的視点が必要となる設備形成の新たな策定方法の提案、検証を行うことを目的とする。最初に、長期的不確実性を考慮するための確率的動的計画法（Stochastic Dynamic Programming : SDP）による電源開発計画評価や、競争環境における電源開発計画を評価するための確定的動的計画法（Deterministic Dynamic Programming : DDP）と SDP を組み合わせた新たな評価手法の開発、評価を行う。次に、RE 電源の大量導入に対応した供給信頼度評価を行うために、正味負荷を用いた状態列挙法による評価手法、地域間連系線によって接続された 2 地域系統に対応した新たな供給信頼度手法の開発を行い、RE 電源の等価負荷供給能力（Effective Load Carrying Capability : ELCC）の評価等を行う。この信頼度評価手法を用いることで、RE 電源の大量導入に対応した電源開発計画の評価を SDP によって評価することが可能となった。さらに、競争環境で且つ RE 電源が大量導入される電力系統において既存電源の適切な建設を促すことを目的とした新たな容量市場の設計も行う。また、広域に点在する大規模 RE 発電所を同時に観測、制御する広域運用システムの実証研究事業を紹介し、その事業の一環として行った、複数の蓄電池と可制御電源との協調制御システムの開発と、ならし効果による必要蓄電池容量の削減量評価について述べる。

これらの研究を通して、経済性、環境性、供給信頼性の観点から、次世代における最適な設備形成とは何かを議論し、将来の電力系統のあるべき姿を示す。

キーワード: 電源開発計画, 供給信頼度評価, 再生可能エネルギー, 電力市場, 電力貯蔵装置

*北海道大学 大学院情報科学研究科 システム情報科学専攻 博士論文, SSI-DT79115044, 2013 年 12 月 2 日。

A Study of Facilities Expansion Planning in Next Generation Electric Power System[†]

Yusuke Manabe

Abstract

The land of Japan is long from north to south, and underground resources in Japan are very poor. So, my country's electric power system has been managed by utilities which are placed to each region in vertical integration. However, two big streams will give it a unexampled turning point, first is the mass penetration of the renewable energy (RE) generations which are photovoltaics, wind turbine and so on, and second is the deregulation of power system, for example, the opening of power market and the separation of electric power production from distribution and transmission. The high uncertainty and the region laterality of RE generations, and the competition environment by multiple generation companies have never been in power system so far, and give big effect to power system's operation and management system.

This paper discusses the facilities expansion planning in future electric power system. The targets of this study's planning are conventional generations, tie line between control areas and energy storage system (ESS). Second chapter of this paper is to present a new simulation tool for generation expansion planning (GEP) considering variety of uncertainties in future and plural investment options based on stochastic dynamic programming (SDP). Additionally, a new multi-agent simulation method constituting two stages based on deterministic dynamic programming (DDP) and SDP are also proposed. In third chapter, a new reliability assessment considering the uncertainty of RE generation's output for the two control areas interconnected by the tie line is proposed and evaluated the effective load carrying capability (ELCC) of RE generation. By the combination this assessment method and SDP, a method to find the best GEP, that is the most economical GEP which can satisfy the predetermined supply reliability level and greenhouse gas emission (EGHG) limit, are discussed in fourth chapter. Additionally, the new capacity market design based on supply reliability indices in order to keep the soundness of next generation's power system, and cooperative control of multiple ESSs and biogas engine generator for multiple RE power plants and the required ESS capacity evaluation for the stabilization by the chronological simulation using a real RE output data are presented in fifth and sixth chapter, respectively.

Keywords: Generation expansion planning, reliability assessment, renewable energy, electric power market, energy storage system

[†]Doctoral Thesis, Division of Systems Science and Informatics, Graduate School of Information Science and Technology, Hokkaido University, SSI-DT79115044, December 2, 2013.

目次

第1章 序章	1
1.1 再生可能エネルギー電源の大量導入	1
1.1.1 再生可能エネルギーとは	1
1.1.2 国内外の再生可能エネルギー電源導入の動向	2
1.1.3 再生可能エネルギー電源を含む電力系統の設備形成に関する研究動向	6
1.2 電気事業の規制緩和	9
1.2.1 国外の電気事業形態	9
1.2.2 国内の電気事業形態	9
1.2.3 規制緩和された電力系統における設備形成に関する研究動向	11
1.3 本論文の目的と構成	13
1.3.1 本論文の目的	13
1.3.2 本論文の構成	14
第2章 不確実性と投資選択の多様性を考慮した電源開発計画	17
2.1 評価対象	17
2.1.1 電源開発の数式モデル	17
2.1.2 発電事業者の総利益	19
2.1.3 停電防止制約	20
2.2 長期的不確実性を考慮した電源開発計画	20
2.2.1 電源開発計画問題の定式化	20
2.2.2 シミュレーション手法	21
2.2.3 確率的動的計画法 (SDP)	22
2.2.4 複数の不確実性の考慮	23
2.2.5 複数の投資行動選択肢の考慮	27
2.3 独占状況下における数値試算例	28
2.3.1 試算条件	28
2.3.2 試算結果	28
2.4 競争環境下における電源開発計画	30
2.4.1 競争環境再現の課題	30
2.4.2 提案手法	32
2.4.3 電力市場の想定	33
2.5 競争環境下における数値試算例	35
2.6 まとめ	38

第 3 章	再生可能エネルギー電源の大量導入に対応した供給信頼度評価	41
3.1	評価対象	41
3.2	正味負荷を用いた状態列挙法	42
3.3	地域間連系線を考慮した 2 地域系統の供給信頼度評価	44
3.4	電力系統の供給信頼度評価結果	45
3.4.1	評価条件	45
3.4.2	モンテカルロ法との比較	48
3.4.3	再生可能エネルギー電源の ELCC 評価	49
3.4.4	地域間連系線が与える供給信頼度への影響	50
3.4.5	地域間連系線が与える再生可能エネルギー電源の ELCC への影響	53
3.5	まとめ	54
第 4 章	再生可能エネルギー電源の大量導入に対応した電源開発計画	55
4.1	評価対象	55
4.1.1	期待総発電コスト	56
4.1.2	供給信頼度制約と EGHG 制約	57
4.1.3	電源開発計画問題の定式化	58
4.2	試算条件	58
4.2.1	従来電源	58
4.2.2	電力需要	60
4.2.3	RE 電源	60
4.2.4	その他の設定	62
4.3	試算結果	62
4.3.1	供給信頼度制約と EGHG 制約の影響	62
4.3.2	RE 電源大量導入の影響	64
4.4	まとめ	67
第 5 章	再生可能エネルギー電源の大量導入に対応した容量市場設計	69
5.1	評価対象	69
5.2	提案する容量市場設計	70
5.2.1	一般的な容量市場	70
5.2.2	提案する需要曲線設計	70
5.3	試算結果	71
5.3.1	試算条件	71
5.3.2	スポット市場モデル	72
5.3.3	評価手法	72
5.3.4	試算結果	72
5.4	まとめ	76
第 6 章	再生可能エネルギー電源出力安定化のための必要蓄電池容量評価	77
6.1	評価対象 ー風力発電等広域運用システムー	77
6.2	複数の蓄電池と可制御電源の協調制御	77

6.3	評価指標	79
6.3.1	長周期変動評価指標	79
6.3.2	短周期変動評価指標	80
6.3.3	出力変動の評価手法	80
6.3.4	必要蓄電池容量の評価手法	80
6.4	試算結果	81
6.4.1	試算条件	81
6.4.2	評価対象時系列	81
6.4.3	必要NAS電池容量評価	83
6.4.4	計画値修正による必要容量削減効果	86
6.4.5	ならし効果による必要容量削減効果	87
6.5	まとめ	87
第7章	結論	89
7.1	本論文のまとめ	89
7.2	今後の展望	91
	謝辞	93
	参考文献	95
付録A	非時系列モンテカルロ法	103
A.1	シミュレーション手順	103
A.2	信頼度評価指標の算出方法	103
A.3	各要素の状態決定	104
A.4	2地域連系モデルに対する評価	104
付録B	長期的不確実性の設定	105

目 次

1.1	各電源種の特徴	2
1.2	各電源の発電コスト比較図	3
1.3	国別の電源容量比率	4
1.4	国別の発電電力量比率	4
1.5	世界の RE 電源発電電力量推移	5
1.6	日本の RE 電源発電設備容量見込み	5
1.7	日本の RE 電源発電電力量見込み	6
1.8	日本の風力の賦存量分布図	8
1.9	日本のこれまでの小売自由化の範囲拡大	10
1.10	本論文の構成	14
2.1	垂直統合管理下の電源開発シミュレーション	18
2.2	競争環境下の電源開発シミュレーション	18
2.3	不確実性を考慮した電源開発計画	21
2.4	電源開発シミュレーションのフローチャート	22
2.5	2 項格子過程	23
2.6	2 ² 項格子過程	25
2.7	2 ³ 項格子過程	25
2.8	相関性を考慮した格子過程の遷移確率	26
2.9	発電事業者の投資行動選択枝	27
2.10	電源開発計画の一例	29
2.11	他社の投資行動を考慮した電源開発計画の厳密解法	31
2.12	他社の投資行動を考慮した電源開発計画の近似解法	31
2.13	競争環境下における投資行動決定のフローチャート	33
2.14	電力市場モデルの変化	34
2.15	DDP 均衡点とモンテカルロシミュレーション結果の建設容量比較	35
2.16	Case 1, Case 5 における総販売需要量	36
3.1	単地域系統と 2 地域系統	41
3.2	正味負荷を用いた状態列挙法	42
3.3	正味負荷時系列	43
3.4	応援可能容量の発生確率分布	45
3.5	2 地域系統の Base Case 設定	46
3.6	系統負荷時系列	47
3.7	全天日射量時系列	47

3.8	正味負荷発生確率分布	48
3.9	単地域系統における PV 価値評価	50
3.10	地域間連系線による信頼度改善効果	51
3.11	地域 A の供給予備力存在確率分布	52
3.12	地域 B の供給予備力存在確率分布	52
4.1	RE 電源大量導入に対応した電源開発計画	55
4.2	簡易経済負荷配分	56
4.3	系統負荷時系列	60
4.4	平均風速時系列	61
4.5	風車パワーカーブ	61
4.6	各種単価の推移シナリオ	62
4.7	制約が電源開発計画に与える影響 -総停電期待値と期待総発電コスト-	63
4.8	制約が電源開発計画に与える影響 -EGHG 積算期待値と期待総発電コスト-	64
4.9	RE 電源の導入が電源開発に与える影響 -総停電期待値と期待総発電コスト-	65
4.10	RE 電源の導入が電源開発に与える影響 -EGHG 積算期待値と期待総発電コスト-	66
5.1	容量市場を有する電力市場モデル	69
5.2	容量市場における市場決済	70
5.3	EENS によって設計された容量市場	71
5.4	スポット市場における市場決済	72
5.5	RM Case における容量市場需要曲線	73
5.6	EENS Case における容量価格 - EENS 対応関数	73
5.7	RM Case における EENS 推移シナリオ	74
5.8	EENS Case における EENS 推移シナリオ	74
5.9	各ケースにおける累計導入容量平均値	75
5.10	各ケースにおける EENS 標準偏差	75
6.1	広域運用システムの概念図	78
6.2	制御手法のブロック線図	78
6.3	各評価指標 99%VaR の概念図	80
6.4	各蓄電池と BG の物理的制約	82
6.5	稚内 WF の発電時系列	83
6.6	苫前 WF の発電時系列	83
6.7	せたな WF の発電時系列	84
6.8	稚内 PV の発電時系列	84
6.9	伊達 PV の発電時系列	85
6.10	全 RE 合計の発電時系列	85
6.11	累積蓄電量の推移	87
6.12	個別運用と広域運用の必要 NAS 容量比較	88
B.1	ピーク負荷値の推移シナリオ	105

B.2	RE 電源導入量の推移シナリオ	106
B.3	需要成長シナリオ	106
B.4	PV 導入シナリオ	107
B.5	WF 導入シナリオ	107

表 目 次

1.1	平成 25 年 6 月末までの我が国の RE 電源設備導入状況	6
1.2	各国における卸電力取引所の状況	10
2.1	Case 1 における各種設定値	28
2.2	Case 1～4 のシミュレーション結果	30
2.3	DDP と SDP の設定比較	32
2.4	Case 1, 5 & 6 における一般電気事業者のシミュレーション結果	36
2.5	Case 5 における PPS のシミュレーション結果	37
2.6	Case 6 における PPS のシミュレーション結果	37
3.1	第 3 章における従来電源の特性	46
3.2	非時系列 MCS と提案手法（SEM）の評価結果比較	49
3.3	地域間連系線の有無による ELCC の変化	53
4.1	第 4 章における従来電源の特性	58
4.2	各電源種のコスト単価	59
4.3	各電源種の排出原単位	59
4.4	各条件下における LNG 建設量	67
4.5	LNG が建設されない場合の 10 年目における EENS 平均値と最大値	67
6.1	各 RE 発電所の発電時系列特性	82
6.2	広域運用システムにおける必要 NAS 容量評価結果	86
6.3	個別運用と広域運用の必要 NAS 電池容量比較	88
B.1	不確実性の各種設定値	105

第1章 序章

電力は現代社会を支える重要なエネルギー形態の一つであり、我々の生活において電力システムはなくてはならないものとなっている。しかし、近年、電気事業に二つの大きな変革が訪れようとしている。1つは太陽光や風力などの再生可能エネルギー（Renewable Energy：RE）電源の大量導入である。化石燃料電源の代替としてRE電源を用いることで、温暖化ガス排出量の削減、エネルギーセキュリティの確保などが期待できる。しかし、これらの電源は出力が天候によって大きく変化してしまう、つまり出力の不確実性が高く、他にも、導入ポテンシャルの地域偏在性が大きいなど、多くの欠点を有する。また、RE電源導入の多くが新規の発電事業者や需要家によるものであり、将来の導入量を正確に予測するのが困難という特徴を持つ。そのため、RE電源の大量導入を前提とした電力系統の設備計画を如何に決定していくかが大きな問題となっている。もう1つの変革は規制緩和の促進、電力市場の開放である。従来の1地域1社による垂直統合管理から競争環境へと変化することで、事業全体の効率化、需要家による事業者選択の自由、マイクログリッド、RE電源導入の容易化などが期待できる。しかし、電力市場による電気料金の上昇、利益優先の投資による電力品質、供給信頼度の低下が起きる危険性があり、規制緩和が進んでいる欧米では、電力価格高騰や設備不全による大停電などがすでに発生している。さらに、我が国では2011年の東日本大震災で起きた福島第一原子力発電所の事故、関東地域での計画停電の実施を契機に、これらの流れが大きく加速している。これらの状況から、次世代の電力系統のあるべき姿を新たに模索する必要性が今高まっている。

1.1 再生可能エネルギー電源の大量導入

1.1.1 再生可能エネルギーとは

気候変動に関する政府間パネル（IPCC）のREと気候変動に関する特別報告書（SRREN）[1]において、REは「太陽・地球物理学的・生物学的な源に由来し、自然界によって利用する以上の速度で補充されるエネルギー全般」と定義されている。具体的には太陽光、風力、水力、地熱、波力、バイオガス等が当てはまる。対義語として枯渇性エネルギーが存在し、石炭、石油、天然ガス、シェールガス、メタンハイドレードなどの化石燃料によるエネルギー源であり、ウラン等を用いる原子力発電もそれに該当する。

一般的にREはエネルギー密度が低く、水力以外は電力系統で用いるような大規模なエネルギー源としては見なされず、従来は枯渇性エネルギーが電源の主流となっていた。しかし、近年は科学技術の発達によってREの変換効率も上昇し、電力系統における存在感が増してきた。二酸化炭素等の温暖化ガスを大量に排出し、使用可能量にも限りのある枯渇性エネルギーの代替として期待が高まっているのである。しかし、電力エネルギー源と

して考えるならば、制御性も大きな問題である。電力系統は需要と供給を常に一致させなくてはならず、電力供給源には高い制御性が求められる。枯渇性エネルギーの多くは化石燃料という形でのエネルギーの保存、輸送が可能であり、総じて制御性が高い電源種となる。一方、新たな RE の主流である、太陽光や風力の出力はその時の日射量や風速に依存するため、制御性が非常に低いエネルギー源といえる。水力や地熱、潮力、波力は比較的安定した出力を見込めるため、ベース電源として用いられているが、それは変動の少ない自然現象をエネルギー源としているからに過ぎない。設置個所によっては季節間で出力可能量が大きく変化するため、その変動を加味した運用計画を立てなくてはならない。図 1.1 に各種電源の特性のチャート図を示す。従来の電力系統では図の右下に位置する制御性の高い枯渇性エネルギーが主な電源種であったが、今後は左上に位置する制御性の低い RE が大量に導入されると考えられている。

発電コスト

電源の費用は主に建設費、可変費、固定費という 3 つの要素で構成されている。建設費は建物の建造にかかる材料も含めた費用や土地代によって構成される。可変費は燃料費等がそれにあたり、発電量に伴って増加する費用のことを指す。固定費は維持管理費等の発電量に依存しない費用のことを指す。RE 電源は基本的に枯渇性エネルギー電源の主なコスト源である燃料費が不要であるという利点がある。しかし、建設費がいまだ高価であること、稼働率が低い（太陽光ならば 10%程度、風力は 20%程度）などの理由から、未だ枯渇性エネルギーの方が発電単価 [円/kWh] が安価である。今後、大量生産や技術革新によって大幅な価格減少が期待されている。図 1.2 に 2012 年に政府が実施した「コスト等検証委員会」[2] の報告書の一部を記載する。

1.1.2 国内外の再生可能エネルギー電源導入の動向

図 1.3 に各国の設備容量比を、図 1.4 に各国の発電電力量比の内訳を示す [3]。国の地理的特徴や気象状況によって、RE 電源の導入量は大きく異なる。特に RE 電源であり且つ

	再生可能エネルギー (RE)	枯渇性エネルギー
不可制御電源	太陽光, 風力	
可制御電源		
(ピーク電源)	バイオガス	石油
(ミドル電源)		天然ガス(シェールガス, メタンハイドレード)
	潮力, 波力	石炭
(ベース電源)	地熱, 水力	原子力

図 1.1: 各電源種の特徴

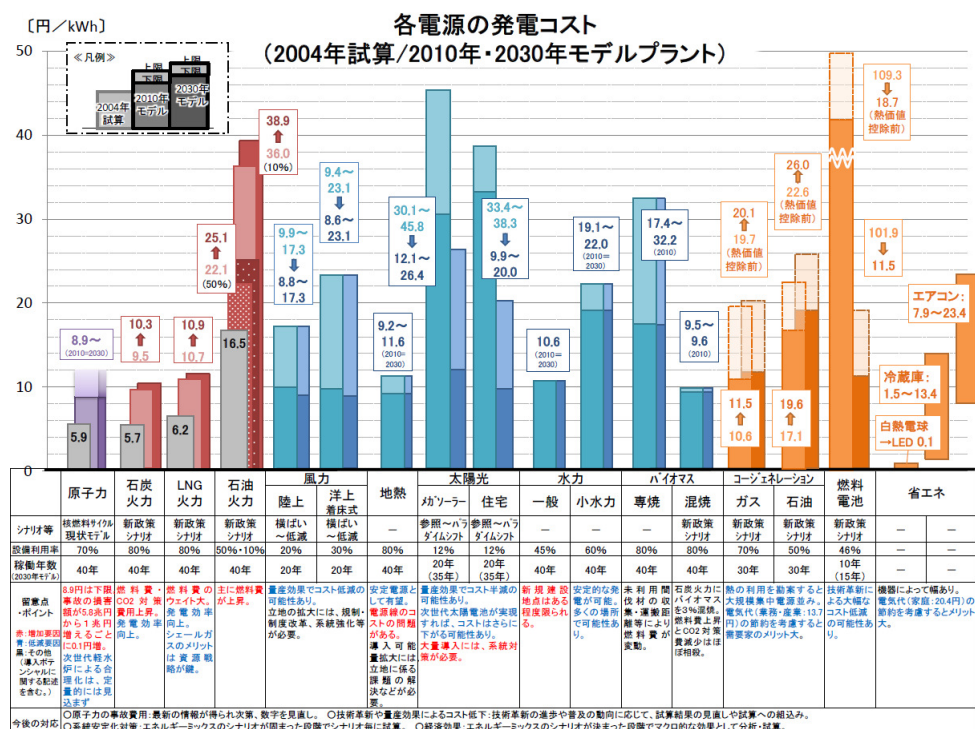


図 1.2: 各電源の発電コスト比較図

*出典：コスト等検証委員会報告書(2011)

可制御な水力発電や地熱発電は従来より多く導入されており、ノルウェーやブラジルは水力で、アイスランドでは水力と地熱で国内の電力のほとんどをまかなっている。さらに、近年は大気汚染対策や地球温暖化対策として、太陽光や風力のさらなる導入が推進されている。ドイツやスペイン、ポルトガルでは導入されたRE電源の全発電量は一般電気事業者によって一定の期間、決められた価格で買い取られることを補償する、固定価格買取制度を行うことで、太陽光や風力の導入が促進され、多くの電力量をRE電源によって賄っている。図 1.5 に世界の太陽光、風力発電の発電電力量推移を示す [4]。図より、2000 年以降から発電量が指数関数的に増加していることがわかる。しかし、図 1.3、図 1.4 の全世界の電源構成をみれば、世界全般では電源の主流はまだ化石燃料であることもわかるであろう。

わが国でも住宅用太陽光を中心に多くのRE電源が導入されてきたが、図 1.4 からわかるとおり、太陽光、風力の合計設備容量は全電源設備容量の2%程度に過ぎず、まだRE電源の観点からみたら後進国といえるだろう。しかし、2011年3月11日の東日本大震災を契機に原子力発電への代替電源としてRE電源の期待が高まり、2012年7月よりわが国でも固定価格買取制度が開始された。それに合わせて環境省はRE電源導入量の長期的見込みを発表(図 1.6, 図 1.7)、発電設備容量は直近年と比較して、2020年は2.0~2.5倍、2030年は約3~5倍、2050年は約9~10倍、発電電力量は直近年と比較して、2020年は1.4~1.8倍、2030年は約2~3倍、2050年は約4~7倍となると推計された [5]。この推定量は2010年度の電源総設備容量(287GW)[3]に対して2030年には3割から5割以上、

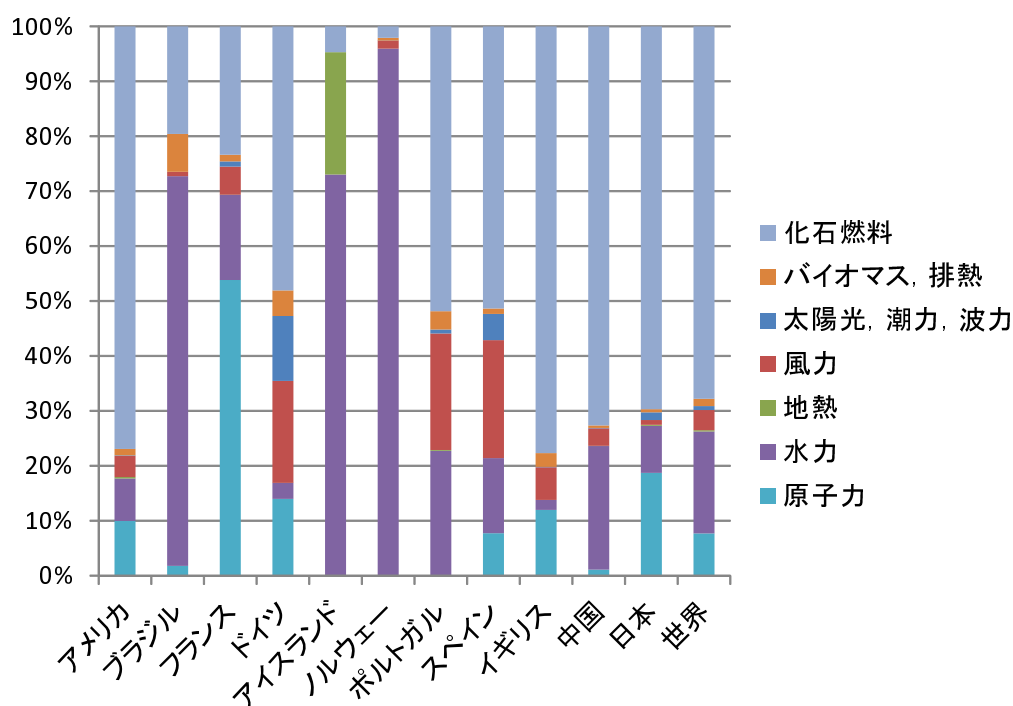


図 1.3: 国別の電源容量比率

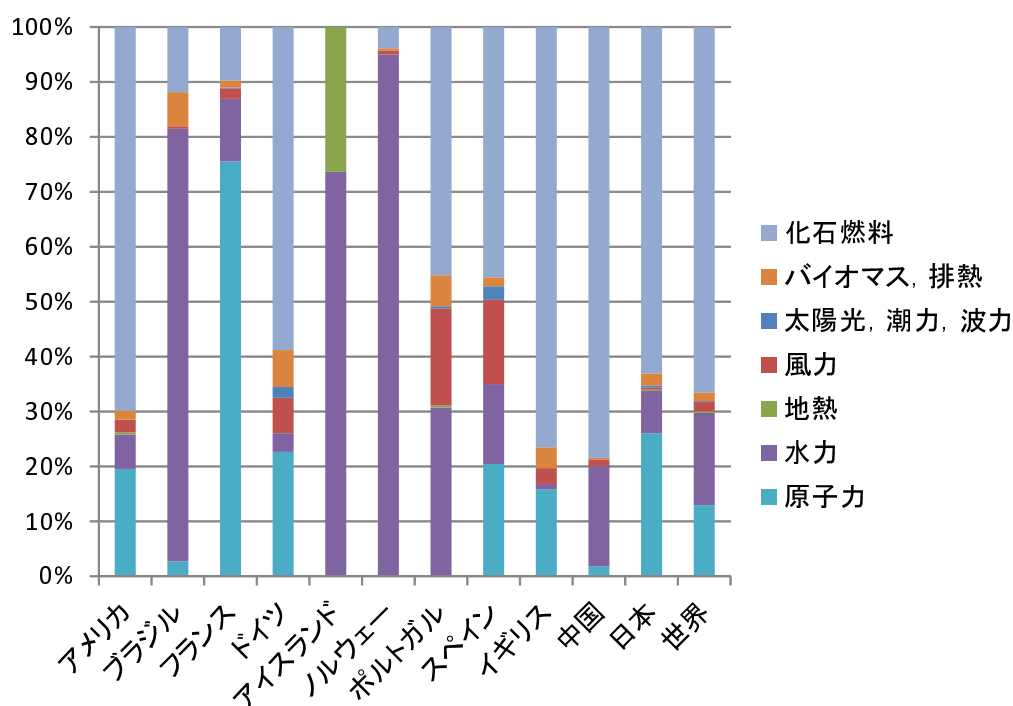


図 1.4: 国別の発電電力量比率

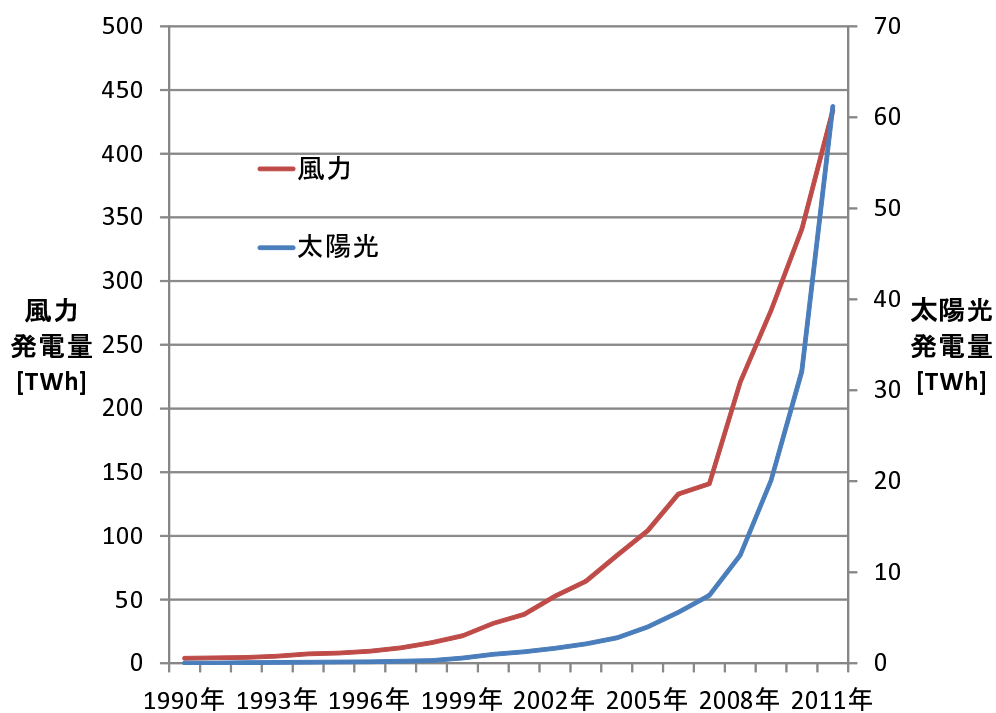


図 1.5: 世界の RE 電源発電電力量推移

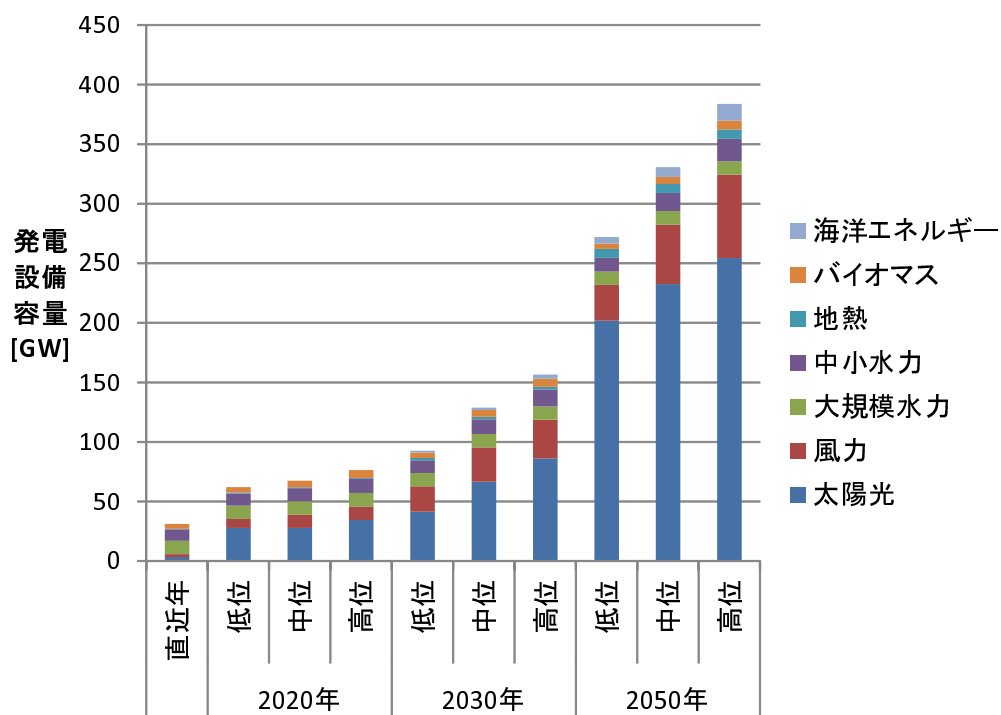


図 1.6: 日本の RE 電源発電設備容量見込み

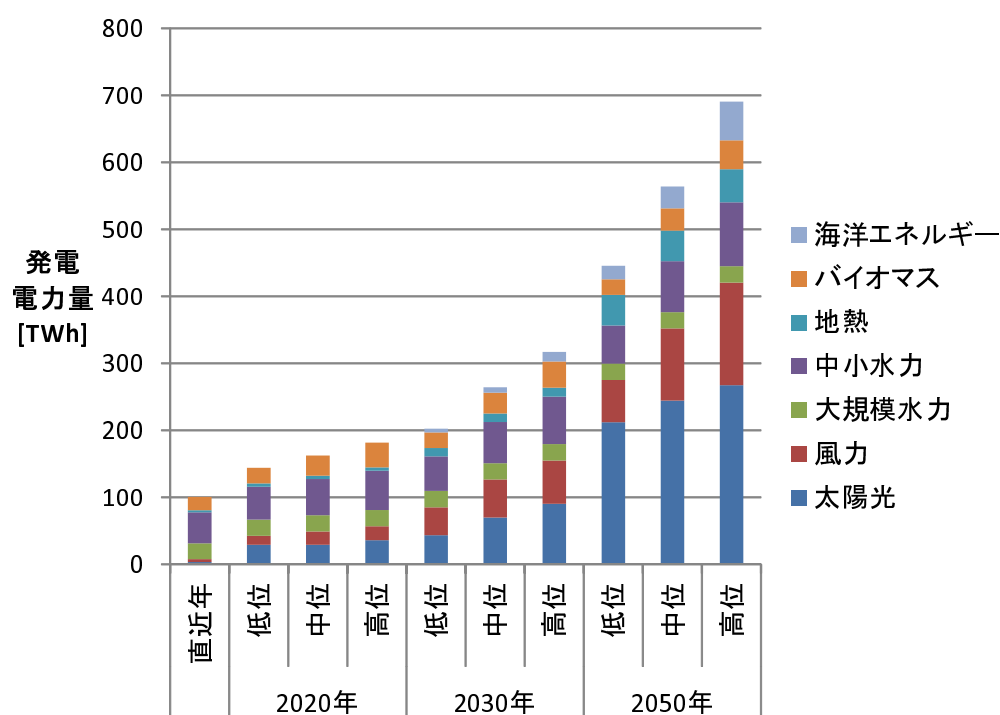


図 1.7: 日本の RE 電源発電電力量見込み

表 1.1: 平成 25 年 6 月末までの我が国の RE 電源設備導入状況

	制度導入前	固定価格買取制度導入後	
	平成 24 年 6 月までの 累積導入量 [MW]	導入容量 [MW]	設備認定容量 [MW]
太陽光（住宅）	4,700	1,379	1,633
太陽光（非住宅）	900	1,996	19,755
風力	2,600	66	805

2010 年度の受電単総発電量 (1,002TWh)[3] に対して 2030 年には 2 割から 3 割程度が RE 電源で占められることを見込んでいる。また、固定価格買取制度の成果に関しても、非住宅用太陽光に関しては、制度開始 1 年で開始前容量の約 2 倍以上の容量が導入された（表 1.1）。しかし、認定容量に対しては 1 割程度しか導入されていない。これは需要急増による太陽光パネル調達の遅れ、パネル単価の引き下げを期待した建設の先延ばし等が原因ではないかと考えられる。

1.1.3 再生可能エネルギー電源を含む電力系統の設備形成に関する研究動向

太陽光や風力などの制御性の低い RE 電源の大量導入を想定した電源開発に関する考察や研究は、我が国では現在までほとんど行われていない。これらの電源は火力発電の出力

を削減し、燃料費や温暖化ガス排出量の削減に貢献するが、負荷ピーク時に確実に発電する補償がないため、供給信頼度への貢献(kW 価値)はほとんど見込めないと考えられているためである。しかし、実際には負荷需要も正確に予測することはできず、数パーセントの誤差が生じ、火力や水力などの従来電源も突発的な事故により予期せぬ出力可能量の低下が生じる可能性がある。RE 電源の出力を不確実なものに見なすならば、需要変動や従来電源の発電可能量も同様に確率的モデルで表し、系統全体の停電発生確率(Loss of Load Probability : LOLP)で評価しなくてはならないだろう。文献[7, 8]ではRE 電源を含めた供給信頼度の評価手法について述べられている。大量の風力が大量に導入されている欧米では、RE 電源のkW 価値評価指標の一つとして等価負荷供給能力(Effective Load-Carrying Capabilities : 以下 ELCC)が提案されている。ELCC とは電源価値をアデカシー¹の観点で測る指標であり、具体的には、ある量の RE 発電が導入されたときに、従前(導入前)の供給信頼度を維持しつつ、どの程度の需要増まで対応可能かを表すものである。

文献[9]では異なる地点に存在する風力発電所の出力の相関性が ELCC に与える影響を評価している。文献[10]では ELCC に加えて、RE 電源の信頼度への貢献度を同容量の従来電源の貢献度に対する比率で定義される容量クレジットを評価している。また、文献[11]では RE 電源の容量クレジットから、RE 電源の等価的な設備予備力を示す有効導入予備率が評価されている。しかし、これらの先行研究では、需要成長や RE 電源導入の年次的な過程などのような、時系列に沿った長期的不確実性が考慮されておらず、実際の設備増設をどのように計画すべきか、またその増設計画の結果、系統全体の信頼度や経済性がどのように変化するかについては言及していない。本論文では第4章で長期的視点からみた RE 電源と従来電源の代替性について述べる。

出力の不確実性とは別に、RE 電源のもう一つの特徴として、賦存量の地域偏在性が挙げられる。例えば風力に注目すると、日本では北海道・東北地方に風況に恵まれた地域が集中している[12](図1.8参照)。イニシャルコストが比較的高い RE 電源の導入は、事業性の観点からも賦存量の高い地域から進められていくことが予想される。一方、電力系統の流通設備はこのような RE 賦存量の偏在性を考慮して形成されてきてはいない。そのため、RE 電源の大量導入を受け入れるためには、流通設備の増強が必要となる場合がある。また、北海道電力において今後の RE 電源大量導入に備えて、北本連系線の需給調整への活用が検討され始めている[13]ように、供給地域内の流通設備はもちろんのこと、地域間連系線を RE 電源導入可能量の拡大に対応した運用手法や設備計画の検討の対象に含めることが重要になると考えられる。特に地域間連系線の拡充計画は、N-1 制約を満たすことを目標に拡充が続けられた地域内送電網と比較して、容量が不十分な箇所が多く、RE 電源が大量に導入されるだろう今後の電力系統における重要な論点の一つとなっている。

地域間連系線を考慮した設備開発計画や運用手法に関する研究はこれまでも多数行われてきた。たとえば文献[14]では複数地域の供給信頼度評価結果をもとに、地域間連系線の適切な送電容量の運用マージンを決定する手法を提案し、文献[15]では供給信頼度を考慮した電源と地域間連系線の増設計画決定手法を開発、さらに文献[16]では、従来電源の短周期応答性制約や風力の大量導入も考慮にいれた従来電源・地域間連系線の開発計画の

¹アデカシー(Adequacy)とは長期的視点から見た電力系統の健全性を示す言葉であり、系統設備の計画停止や故障停止を考慮した上で需要家の元へ電力を供給できる能力のことである。それに対して、突発的に発生した故障や外乱に対して、その影響の波及、拡大を抑制する能力をセキュリティー(Security)と呼ぶ[17]。

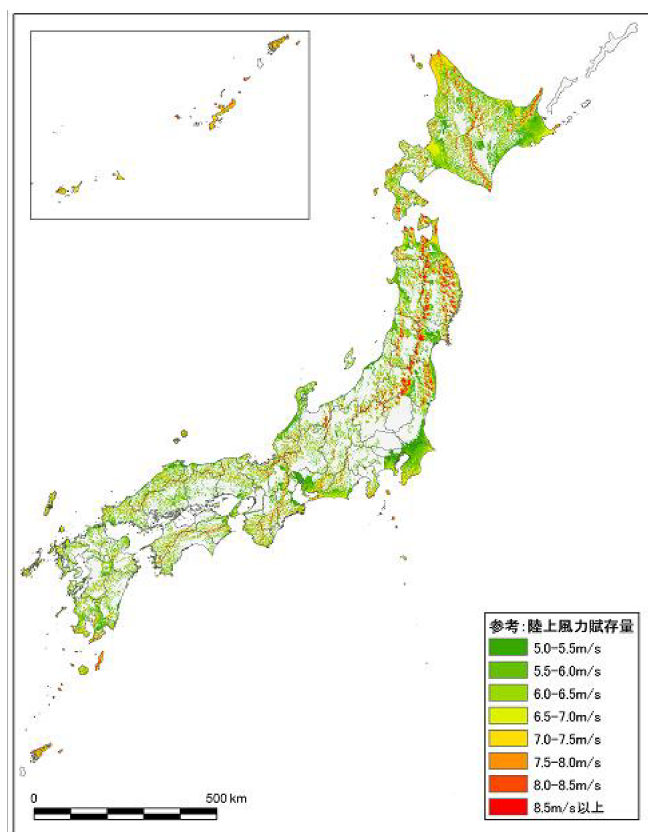


図 1.8: 日本の風力の賦存量分布図

*出典：平成24年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書（2013）

策定を行っている。しかし、これらの先行研究では各地域間の需要変動の相違や、RE 電源出力の時間帯別特性が考慮されていない。アデカシーの観点からは RE 電源出力と需要の相関や等時性が評価結果に大きな影響を持つことから、特に地域間連系線を含めた評価では、連系される各地域における RE 電源出力・需要の時系列データの地域特性を考慮することが重要である。本論文では第3章において、RE 電源の大量導入の影響を評価するのに必要十分な2地域連系モデルを対象とした供給信頼度評価手法を提案する。

RE 電源の変動対策として、前途した地域間連系線の有効活用や従来電源による周波数応用が考えられるが、もう一つの対策として、蓄電池との協調運用による導入可能量の増加があげられる。従来、電力系統に接続される大容量蓄電池はピークシフトによる負荷率の改善が主な目的であり、揚水発電の導入が進んでいた。近年はその応答性の高さから、出力変動への対応力アップも期待されている。もちろん、揚水発電以外の大規模蓄電池との協調制御も考案されており、様々な研究がなされている。

たとえば、日射量予測誤差を考慮した、蓄電池を用いたメガソーラー発電所の計画運用手法 [18] やメガソーラー発電所の出力安定に必要な蓄電池容量評価 [19] が行われている。他の文献 [20] では風力発電の出力平滑化を目的とした超電導磁気エネルギー貯蔵とリチウムイオン電池の協調運用に関する研究も行われている。さらに小規模な風力出力システムを対象として、鉛蓄電池と電気二重層キャパシタを用いたバッテリー寿命の改善手法 [21] や

独立系統内における RE 電源と蓄電池の自動協調制御の安定性評価 [22] なども行われている。しかし、これらの先行研究では、蓄電池は一つの RE 電源にそれぞれ導入、制御される個別の運用が前提となっている。蓄電池は初期設置に莫大な費用を必要とするため、この前提では経済性の観点から実現が難しいという問題がある。文献 [23, 24] では RE 電源と蓄電池が導入された配電系統を扱っており、また文献 [25, 26] では複数のウインドファーム出力の不確実性を考慮した蓄電池の制御手法が提案されているが、複数の発電所間の相関性の低さから生まれる、ならし効果 (Smoothing Effect) を十分には考慮できていない。本論文では第 6 章において、複数の大規模 RE 発電所の出力を同時に観測し、リアルタイムで制御することができる広域運用システムを用いて、ならし効果による必要蓄電池容量の削減効果を確認する。

1.2 電気事業の規制緩和

1.2.1 国外の電気事業形態

電気事業は他のインフラ産業と比較して、発電と消費を同時同量に調節しなくてはならないなど、運用面での難しさから、また、設備投資にかかる費用が膨大であるなど非常にリスクの大きい産業であること、さらに、コスト面においても生産性が増大するほど平均費用が小さくなる「規模の経済性」が成り立つことなどといった特徴から、わが国においても 10 電力会社による地域独占が認められていた。

しかし、市場における供給者を特定企業のみに託す場合、価格支配など独占の弊害が発生するおそれがあるので、公的機関による料金規制などが参入規制と同時に必要となる。一方、規制関連費用の増大、規制の目的と手段間の不適合による損失など、規制の非効率面も指摘され、規制自体の再検討も行われてきている。そうした中、欧米を中心とする世界中の多くの国・地域において、1990 年代から、電力自由化が積極的に進められている。これは、参入規制や価格規制を緩和すれば、新規企業の参入による競争や新規企業と既存企業との間および既存企業間での価格競争が発生し、競争の導入・促進を通じて、多様なサービスの提供、料金水準の低下、料金体系の多様化、技術革新の促進などが期待できると考えられるようになってきたためである。表 1.2 に、各国における卸電力取引所の状況を示す [27]。

1.2.2 国内の電気事業形態

わが国においても、1995 年の電気事業法改正に伴い、電力会社の火力電源の調達に関して卸供給入札制度が導入され、発電分野の競争が始まった。その後 2000 年には、特別高圧需要家 (契約電力 2000kW 以上、受電電圧 2 万 V 以上) に対する小売供給の自由化が実施され、特定規模電気事業者 (PPS) による小売が認められた。さらに 2004 年にはその基準が 500kW に、翌 2005 年には 50kW に引き下げられた。その流れを図 1.9 に示す。加えて、2005 年より日本電力卸取引所 (JEPX) の運用が開始され、電気の市場での売買が可能となった [28]。そして、電力小売分野の全面自由化の具体的な検討を目的として、2007 年 4 月から 2008 年 3 月までに 9 回にわたる総合資源エネルギー調査会電気事業分科会が

表 1.2: 各国における卸電力取引所の状況

	イギリス	フランス	ドイツ	イタリア	スペイン	北欧	米国
卸電力取引所	APX UK、 N2EX	EPEX Spot		GME	OMIE	Nord Pool Spot	RTO・ISO
取引市場のタイプ	任意取引	任意取引		準強制取引	準強制取引	準強制取引	準強制取引
スポット取引シェア	9%	14%	36%(注)	67%	89%	76%	27% (PJM RTO)
前日スポット市場	○	○	○	○	○	○	○
当日市場	○	○	○	○	○	○	○
アンソラリーサービス市場	—	—	—	○	—	—	○
先渡取引	○	—	—	○	—	—	—
マーケットメーカー制	—	—	—	—	—	○	—
電力デリバティブ取引(グループ会社を含む)	○	○	○	—	—	—	—

(注1)ドイツ・オーストリアとして取引量が公表されているため、両国の電力消費量に対する割合

(注2)イタリアでは相対契約で予約された発電以外は GME 市場に入札参加義務あり

(注3)スペインでは5万kW以上の発電所は OMIE 市場に入札参加義務あり

(注4)米国 RTO・ISO の開設するエネルギー市場(前日スポット、当日市場)では、発電所に入札参加義務あり。小売事業者が相対契約(差額決済契約)等で押えられていないものをスポット取引として算定の対象とした。

*出典：平成24年度商取引適正化・製品安全に係る事業

(諸外国における電力市場の実態等の調査)報告書(2013)

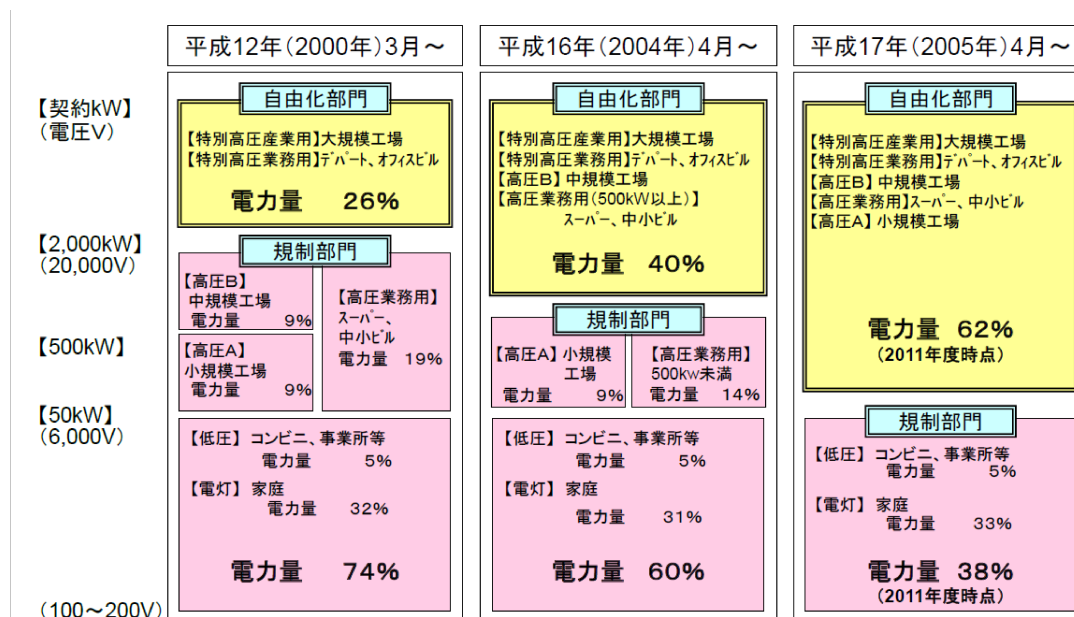


図 1.9: 日本のこれまでの小売自由化の範囲拡大

*出典：電力システム改革専門委員会報告書(2013)

行われた。しかしながら、既自由化範囲においても需要家選択肢が十分確保されていないと判断され、全面自由化は見送りとなった。

その後、東日本大震災が起き、状況は大きく変わることとなる。原子力発電の事故、需給ひっ迫による計画停電を経験し、一般電気事業者に頼らない新たな電気事業体系の構築を望まれるようになる。そして、総合資源エネルギー調査会総合部会の下に「電力システム改革専門委員会」が設置、2012年2月から2013年2月まで全12回開催され、3段階に分け、各段階で検証を行いながら実行する改革案が示された。第1段階として2015年をめどに全国規模で電力需給を調整する「広域系統運用機関」を設立する。第2段階に16年をめどに電力小売りの参入を全面自由化を行い、最終段階として18～20年をめどに電力会社の発電と送電部門の法的分離による「発送電分離」と料金規制の撤廃を目標に掲げている[29]。

しかし、政治的な妥協による中途半端な政策を適用したりすることは、大きな失敗をもたらす危険性がある。2000年のカリフォルニア電力危機や2003年の北米やイタリアでの大停電、2006年の西欧大停電などいくつかの失敗事象が確認されている。原因は規制緩和による運用方法の煩雑さ、利益を優先した意図的な発電所停止などが挙げられており、規制緩和の難しさを物語っている[30]。

1.2.3 規制緩和された電力系統における設備形成に関する研究動向

これまでに示した通り、電気事業はこれから規制緩和へと進んでいくには避けられない流れであろう。しかし、電気事業の規制緩和と設備計画の相性は決してよくはない。太陽光や風力などは建設開始から完成までかかる期間（建設リードタイム）は1年から3年程度と比較的短いのだが、従来型電源や送電線は10年以上の期間が必要となる。そのため、現時点で十分価値があると判断し投資行動を行っても、建設を行っている間に電力系統の状況が変化し、経済的価値を失う可能性がある。垂直統合管理下では、安定した収入を得ることができるため、利益回収まで20年以上の期間が必要な大規模な投資行動を行うことができるが、競争環境における新規参入者は、まだ安定した収入を得ることができないため、数年程度の短期間での確実な投資回収が見込めなくては、積極的な参入、投資は行わないと考えられる。さらに事業分離や地域のボーダレス化によって、供給責任があいまいとなり、結果として、建設に長期間かかる大規模な従来電源や送電線の建設は控えられる傾向になる。つまり、適切な市場設計を行わなくては、系統信頼度維持に関する責任の所在が不明確となり、健全な設備形成が行われず、大停電を招く危険性がある。前述のカリフォルニア電力危機や北米大停電においても送電設備の不足が原因の一つであると考えられている[30]。このような状況において、従来からある需要成長の不確実性やエネルギーセキュリティの確保はもちろん、電力市場の動向や複数の事業主体の相互作用をも考慮して設備計画のあり方を議論することが重要であろう。

文献[31]では、競争環境下における発電事業者の投資計画について、リアルオプション[32, 33, 34]による意思決定手法が提案されている。その中では、需要成長の不確実性に伴う長期的な電力市場価格の変動と共に、短期的な市場価格の不確実性を考慮に入れて、期待総利益を算出し、設備投資の判断基準として利用している。ただし、文献[31]の検討は、一つの発電事業者の投資行動に焦点を当てており、系統全体における電源開発計画にまで

は言及していない。一方、文献 [35] では、競走環境下における発電事業者の意思決定をマルチエージェントによりモデル化し、系統全体での電源開発の動向を議論している。各エージェント（発電事業者）の意思決定は、確率最適化アルゴリズムに基づいており、将来の需要や水力発電量、他の発電事業者の行動に含まれる不確実性を比較的単純なシナリオ（一つの不確実性に対して3シナリオ）を用いて表現している。文献 [36] では、確率動的最適化モデルを用いて、電力市場の制度設計が電源開発に与える影響を検討している。その中では、事業者の投資行動決定に文献 [31] のリアルオプションモデルを用いているが、不確実性としては需要成長のみを考慮しており、利益競争におけるゲーム性が考慮されていない。文献 [37] では発電事業者間の競争のモデル化に焦点を当てており、電力需要や燃料費が固定的に与えられている状況下で、電力市場における戦略を不完備情報ゲームとしてモデル化している。各事業者の市場戦略は進化アルゴリズムを用いた最適化により模擬しており、投資行動のナッシュ均衡点を求めている。他にも文献 [38, 39] では電気事業の規制緩和後の状況を想定して、確率的不確実性と電力市場を考慮したリアルオプションモデルによる電源開発計画の研究が行われている。

これらの先行研究では、本来詳細に取り扱うべき多くの不確実性や投資行動が、比較的単純化された、あるいは省略化された条件下で解析しているものがほとんどである。これは競争環境の想定と、複数の不確実性要素の考慮の両立が、計算時間や煩雑性の観点から難しいためであると考えられる。また、供給信頼度指標を組み込んだ評価も行われていない。電源開発計画では様々な導入シナリオを評価し比較、検討しなくてはならないため、供給信頼度を評価するとなれば、考え得るすべての状況に対してしなければならない。一般的に信頼度評価には多くの計算量が必要となるため、こちらも計算時間の観点から行われていないと考えられる。そこで本論文では、第2章において、複数の不確実性を扱いつつ、また複数種の投資行動選択肢を考慮可能な新しい電源開発計画シミュレーション手法を提案する。また、第3章において、電源開発計画内で使用可能なほど高速化された信頼度評価手法を開発し、第5章において実際に電源開発計画シミュレーションに組み込んで評価を行う。

また、適正な電源建設を促すための措置として、電力量の取引を行うスポット市場に加えて、保有する電源設備容量に対して固定費用の一部を市場が支払う仕組みも考案されている。ピーク電源は発電量が少ないため、スポット市場だけでは建設費十分な利益を見込むことができない。そのため、スポット市場による電力の取引だけでは新設される電源の固定費を賄うことができず、結果的にピーク電源新設、リプレースの停滞、信頼度の減少、市場価格の高騰を招く。例えばスポット市場のみで取引が行われているテキサス州では、年々供給予備力が減少しており、2014年における計画供給予備率（計画供給予備力の年間ピーク負荷予測値に対する比率）が9.8%と、目標水準の13.75%を大きく下回る値が予想されている [40]。

このような設備容量不足を回避するための方策として、米国のPJMやイングランドのISO-NE、カナダのオリエント州などでは容量市場が導入されている。容量市場とは、既設の電源容量に対して支払われる年間固定費用を、発電事業者からの入札と、市場管理者が提示する需要曲線に基づいて決定する制度である。容量市場が導入されている系統では、十分な供給力の確保、市場価格の安定化など一定の効果を上げている。しかし、電源価値の評価や市場価格を設計等についてはまだ議論の余地がある。文献 [41] では米国のPJM

をモデルとして、新規導入電源に対して適正な容量市場価格を提示するための市場設計が考察されている。文献 [42] では投資行動と電力市場の因果関係をモデル化し、電力市場の形態が投資行動に与える影響を比較・検討している。本論文では第 5 章において RE 電源の大量導入に対応した新たな容量市場設計を提案、評価する。

1.3 本論文の目的と構成

1.3.1 本論文の目的

本論文では、RE 電源の大量導入や電気事業の規制緩和が、従来型電源や地域間連系線、蓄電池という電力系統設備の拡充計画へ与える影響や問題点を明らかにし、数年単位の長期的視点が必要となる設備形成の新たな策定方法の提案、検証を行う。

競争環境に対応した電源開発計画

設備形成を論じるにあたり、従来の垂直統合管理下では、一般電気事業者は供給信頼性を最優先し電力需要の最大成長シナリオのみを考慮して十分な電源開発を行ってきたが、競争環境下では複数の発電事業者が自身の利益最大化を目的として投資行動を行う。そのため、需要成長や燃料価格、RE 電源の導入量などの将来の正確な予測が困難な長期的不確実性を如何に考慮するかがより重要となる。本論文では、確率的動的計画法（Stochastic Dynamic Programming : SDP）を用いて、不確実性の変動シナリオを考慮し、最適な投資行動の策定を行う。さらに、競争環境下でより高い利益を得るためには、競争相手の将来の投資行動を予測し、自らの投資行動に反映させなくてはならない。本論文では、不確実性を考慮しない確定的な動的計画法（Deterministic Dynamic Programming : DDP）を用いて、競争均衡点の近似的解法の開発を行う。

RE 電源の大量導入に対応した供給信頼度評価

従来の信頼度評価では、電力需要のピーク値に対して、火力や水力などの既存電源容量の猶予がどれだけ存在するのかという、確定的な評価方法が主流であった。しかし、RE 電源の大量導入によって、今後は間欠性電源による供給力も無視できない状況となる。そこで、既存電源の故障発生確率や RE 電源出力の発生確率を考慮し、停電発生確率や停電電力量の期待値で評価を行う確率的評価を高速かつ正確に行う必要がある。本論文では状態列挙法を元に評価手法の改良を行い、さらには地域間連系性で接続された 2 地域系統の供給信頼度も評価可能となるように手法の拡張を行う。

RE 電源の大量導入に対応した電源開発計画

上記の RE 電源の大量導入に対応した信頼度評価手法と SDP による電源開発計画を組み合わせることで、RE 電源導入量という長期的不確実性と RE 発電量という短期的不確実性を同時に考慮した電源開発計画を行うことが可能となる。本手法による評価、解析を行うことで、経済性、環境性、信頼性の観点から最適な投資行動の評価を行い、RE 電源

が従来電源の開発計画に与える影響を論じる。さらに、現状より規制緩和が進んだ状況を想定し、RE 電源の大量導入に対応した新たな容量市場設計の提案を行う。

RE 電源の出力安定化に必要な蓄電池容量評価

著者は現在、環境省からの委託事業である「風力発電等分散型エネルギーの広域運用システムに関する実証研究」に従事しており、RE 電源と複数の蓄電池、可制御電源との協調制御手法と評価手法の開発を担当している。本論文では制御システム内の設定パラメータと蓄電池容量を決定変数とした最適化問題を設定し、RE 電源の出力平滑化に必要な蓄電池容量の評価を行う。単独運用時と広域運用時における必要蓄電池容量を比較し、ならし効果によって蓄電池をどれほど削減できるのかを確認する。

1.3.2 本論文の構成

本研究では大きく 3 つの解析手法を用いて設備形成について論じている。1 つ目は電源開発計画、2 つ目は供給信頼度評価、3 つ目は必要蓄電池容量の評価である。各解析手法に関してそれぞれ第 2 章、第 3 章、第 6 章で述べる。また、本研究で新たに開発した電源開発計画と供給信頼度評価を組み合わせることで、RE 電源の大量導入に対応した電源開発計画についても解析が可能となる。この解析は 2 つの章に分けて行われており、第 4 章では我が国の現状の枠組みを想定して、第 5 章ではさらに規制緩和が進んだ将来の枠組みを想定して論じている。図 1.10 に本論文の章構成を示す。

第 2 章においては、地域の電力系統を運営管理する一般電気事業者だけではなく、新たに参入する発電事業者との競争環境に対応した電源開発計画シミュレーションの開発を行う。燃料費や需要成長などの正確な予測が困難な長期的不確実性を考慮するために、幾何

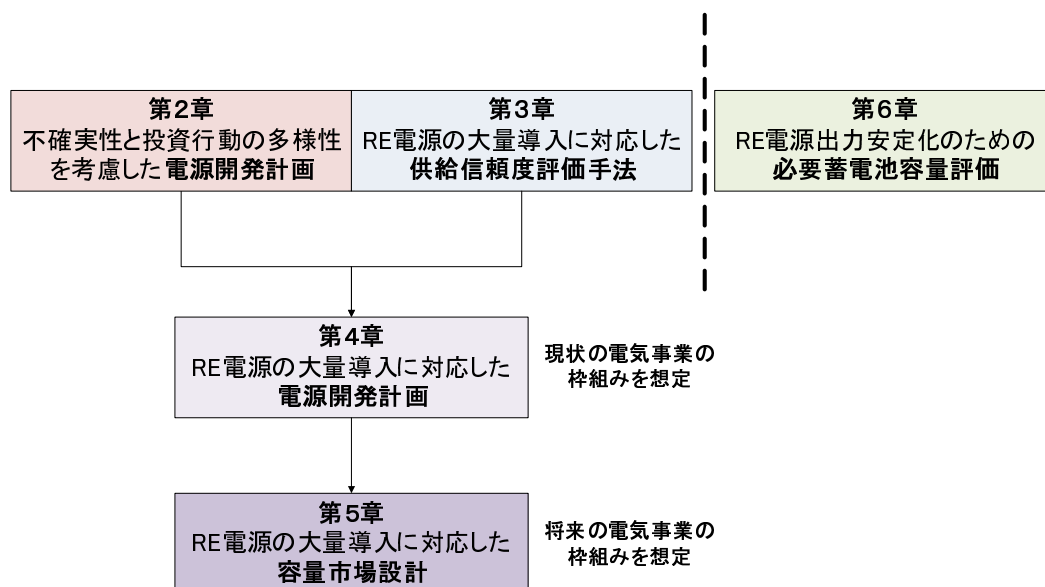


図 1.10: 本論文の構成

ブラウン運動と2項格子過程でモデル化を行い、金融工学のリアルオプションアプローチなので用いられているSDPを用いることで、複数の不確実性を考慮可能な電源開発評価手法の開発を行う。さらに、新規電源建設だけではなく、寿命に近づいた既存電源の廃止や再建設も同時に考慮可能となるように評価手法の拡張を行い、より現実に応じた評価を可能とする。そして、複数の発電事業者による競争環境を模擬するために、計算量の増加と問題の複雑化という課題が生まれるが、SDP実行時における対象電源や投資行動の制限、DDPを用いた競争均衡点の近似的解法などの対策を施すことによって、計算時間の短縮化や煩雑性の軽減化を図った。上記の提案手法の有効性を示すために、疑似乱数で複数生成された長期的不確実性の変動シナリオをモンテカルロ法を用いて評価する。

第3章においては、RE電源の大量導入に対応した供給信頼度評価の開発を行う。今後の系統設備計画では、発電量が天候に大きく影響される太陽光発電や風力発電が、電力系統の電力供給にどれほど貢献することができるのかを、kW価値から評価する必要がある。そこで、系統負荷からRE発電量を差し引いた値である正味負荷という概念を用いて、状態列挙法に基づいた新たな供給信頼度評価手法を開発し、電源開発計画シミュレーション上で評価可能なほど高速かつ正確な評価を可能とする。この手法を用いて、北海道地方モデルと関東地方モデルにおける太陽光発電のkW価値をELCCを用いて評価し、系統負荷やRE電源の特性の異なる地域におけるRE電源価値の違いを示す。さらに、地域間連系線で接続された二つの電力系統間の緊急時電力融通も考慮可能となるように手法を拡張し、地域間連系線の増設によって2地域の供給信頼度やRE電源のkW価値がどのように変化するかを評価する。

第4章においては、RE電源の大量導入に対応した電源開発計画シミュレーションを行う。RE電源が一般電気事業者以外の発電事業者や需要家によって大量に導入される状況における、一般電気事業者の最適な従来型電源拡充計画の評価を目的とする。そこで、RE電源導入量を外生的な長期的不確実性とし、第2章で用いたSDPに応用することで考慮する。また、短期的不確実性であるRE電源発電量を考慮するために第3章で提案された供給信頼度評価手法を用いて、SDPで考慮されるすべてのシナリオにおいて供給信頼度を評価する。これにより、停電電力量期待値と温暖化ガス排出量に上限値制約を与えた上で期待コストが最小となる投資行動を決定することができ、経済性、環境性、信頼性の観点から健全といえる設備形成の評価が実現可能となる。この評価を通して、RE電源の大量導入が既存電源開発計画に与える影響を定量的に示す。

第5章においては、第4章よりも規制緩和がより進み、電力系統の管理者が一般電気事業者から広域運用管理者に完全に移行し、電源の開発が完全な競争環境下で行われる状況を想定する。この状況において適当な供給信頼度を維持するために、電力料金(円/kWh)に対する市場だけではなく、容量価格(円/kW)に対する市場などが提案され、実際に運用されている。しかし、RE電源という不可制御性の高い電源の大量導入への対応はまだ十分とは言えず、今後の電源建設の健全性が危ぶまれる。そこで、RE電源の大量導入に対応した容量市場設計を提案する。具体的には、従来の容量市場では容量価格の決定を、設備予備率を指標に行っていたが、RE電源も含めた供給信頼度に基づいて行うことで、経済性、信頼性ともに健全な電源開発を促す容量市場設計を提案する。そして、電源開発計画の意思決定をSDPで、長期的不確実性の影響をモンテカルロ法で再現し、従来市場設計と提案市場設計で供給信頼度や新規建設量の推移を比較し、提案設計の有効性を示す。

第6章においては、RE 電源出力安定化のために必要な蓄電池容量の評価を行う。著者が従事している「風力発電等分散型エネルギーの広域運用システムに関する実証研究」には、RE 電源および電力系統の広域運用を考慮した新しい運用制御システムの開発を目的としており、複数の大規模 RE 発電所に気象観測装置とスマートメーターを設置し、気象観測データによる出力予測や実出力値のリアルタイム観測を行うことで、複数サイトの出力変動を一括して抑制することを目指している。この章では、RE 電源の出力変動補償を目的とした、複数の蓄電池と可制御電源の協調制御システムと、このシステムにおいて RE 電源の出力安定化に必要な蓄電池容量の評価手法を提案する。また、大規模 RE 発電所を一台ずつ制御管理した場合と、複数発電所を一括して制御した場合の必要蓄電池容量評価を行い、ならし効果による蓄電量の削減を確認する。

第7章においては、本論文のまとめについて述べるとともに、本論文で提案した手法の将来的な応用可能性などについて述べる。

第2章 不確実性と投資選択の多様性を考慮した電源開発計画

2.1 評価対象

本章の評価対象は、垂直統合管理下、又は競争環境下における長期の電源開発計画の動向である。電源開発計画（Generation Expansion Planning：GEP）とは、計画期間内の発電事業者の総期待利益最大化または総発電コスト最小化を目的として事業者の電源への投資行動を決定する問題の総称である [43]。電源開発計画では種々の変動要因・不確実要因の下で、経済性・環境性・供給の安定性などの指標を考慮し、電源ベストミックスを長期的な視点で議論することが重要である。本章ではそのうち、経済性と供給の安定性（電源のアデカシー）の観点に焦点をあてた、シミュレーション手法を提案する。具体的には、

- ピーク需要に対する供給力（ピーク電源）は設備稼働率が低く、設備投資回収の観点からはもっとも厳しい状況にある
- ピーク電源には高い機動性を求められることから石油や石炭、LNG などを用いた火力機が利用されるが、これらは価格安定性に劣る

などの理由から、アデカシー確保の観点からはもっとも厳しいと予想される大容量火力ピーク電源を対象とした電源開発計画シミュレーション手法を開発する。ただし、ピーク電源の場合にも、上で述べたようにいくつかの燃料種の中から選択できる状況が一般的であるため、複数の電源種を考慮することを念頭に置く。

垂直統合管理下では電源を保有する事業者は一般電気事業者のみであり、需要家への売電価格は考察期間中固定とする。競争環境下では、一般電気事業者と新規参入者（PPS）の二種の発電事業者が投資決定者となり、需要家への売電価格は電力市場を介して決定される。各状況における電源開発モデルを図 2.1 と図 2.2 に示す。一般電気事業者はシミュレーション開始時に既存電源を保有し、十分な供給力を保持する義務（停電防止制約）に従わなければならない。それに対し新規参入者は新たな電源を建設し、電力市場に参入することでピーク需要の一部を得、利益を上げることができる。停電防止制約は系統全体の容量を対象としているので、一般電気事業者は他社が参入してくれることで、獲得需要は減少するが停電防止制約が緩和され、必要以上の電源を投資しなくても済むようになる。

2.1.1 電源開発の数式モデル

本章では投資行動の対象として大容量電源の新設や増設を取り扱う。 t 年目において発電事業者 n の持つ i 台目の電源容量 $Cap_t^{n,i}$ [MW] と決定増設容量 $Inv_t^{n,i}$ [WM] の関係を以

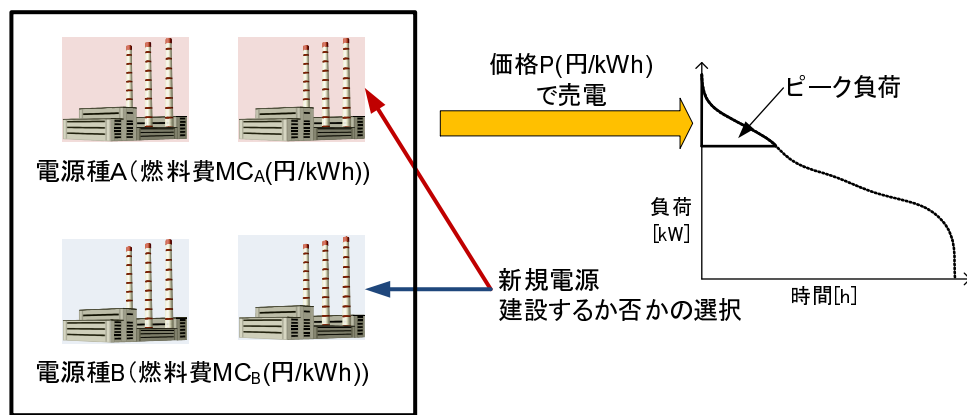


図 2.1: 垂直統合管理下の電源開発シミュレーション

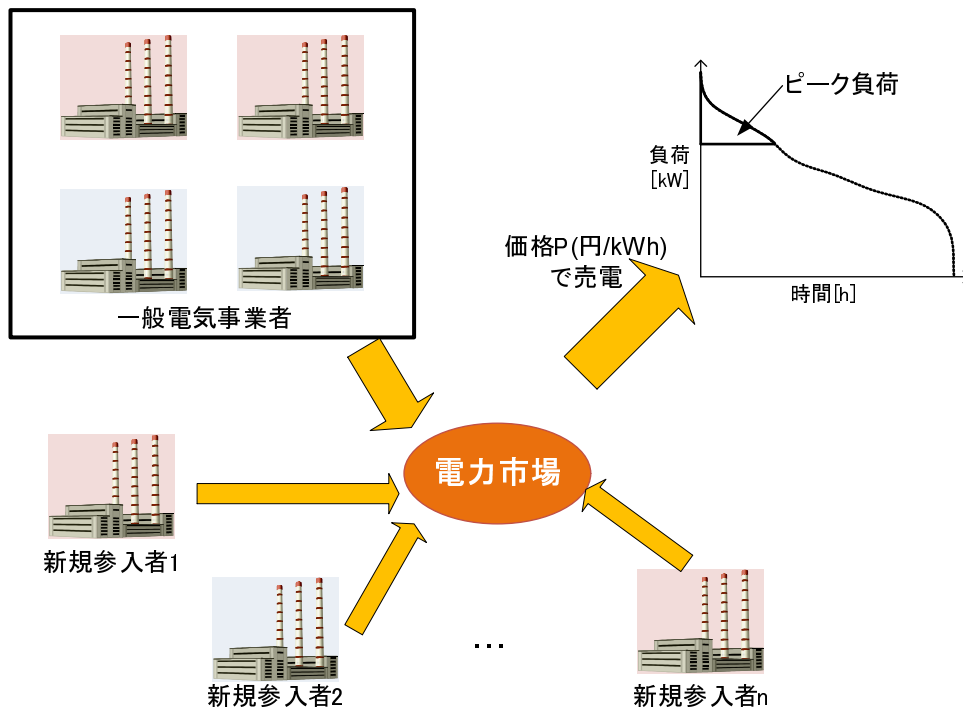


図 2.2: 競争環境下の電源開発シミュレーション

下に示す。¹

$$Cap_t^{n,i} = Cap_{t-1}^{n,i} + Inv_{t-LeadT}^{n,i} \quad (2.1)$$

ここで、 $LeadT$ は建設リードタイム [年] を示す。大規模電源は建設を開始してから完成するまで数年以上の期間が必要であり、さらに不可逆性の高い投資であるという特徴をもつ。そのため、電源開発計画は発電事業者にとって今後の事業成功を左右する非常に重要な決定事項であるといえる。

¹電源の新設ならば $Cap_{t-1}^{n,i} = 0$ である。増設を行わない再建設ならば $Inv_{t-LeadT}^{n,i} = 0$ となり、稼働年数だけが 0 に初期化されると想定する。

2.1.2 発電事業者の総利益

各事業者 n の t 年目の総利益 CF_t^n を次式のように考える。

$$CF_t^n = (8760r_p P_t Q_t^n) - (VC_t^n + FCm_t^n + FCb_t^n) \quad (2.2)$$

ここで、 r_p は年間の需要ピーク期間の割合、 P は売電単価 [円/kWh]、 Q は売電電力 [kW]、 VC は年間総可変費 [円]、 FCm は年間維持費 [円]、 FCb は年間建設費 [円] である。売電単価 P や売電電力 Q の取り扱いについては、後述する各種シミュレーション内容の説明で述べる。ここでは VC 、 FCm 、 FCb について説明する。

本章では、年間可変費 VC として燃料費だけを考える。本章では発電事業者が投資の対象として複数の電源種類を選択できるような状況を想定するが、日々の運用の段階では、限界費用が安価な電源を優先的に利用すると考えるのが合理的であろう。本章では簡略化のため限界費用が発電量に依存せず一定であるような状況を想定しているため、単純に限界費用が安価な電源から必要な発電量まで出力を積み上げた場合の総燃料費を VC として定義する。例えば電源種 A 、 B の2種類が選択可能で、かつ A の方が B よりも燃料費が安い場合には、 VC_t^n は次式のように書ける。

$$VC_t^n = \begin{cases} 8760r_p MC_t^A Q_t^n & \text{if } Q_t^n \leq Cap_t^{n,A}, \\ 8760r_p \{MC_t^A Cap_t^{n,A} + MC_t^B (Q_t^n - Cap_t^{n,A})\} & \text{otherwise.} \end{cases} \quad (2.3)$$

ここで、 MC は燃料費 [円/kWh] であり、右上の添字 A 、 B は電源種を表している。

次に、既設の電源を維持するために必要なメンテナンス費や人件費に相当する FCm については、電源容量 Cap と稼働年数 $Year$ [年] の関数として次式のように定義する。

$$FCm_t^{n,i} = \begin{cases} K_m Cap_t^{n,i} & \text{if } Year_t^{n,i} \leq LifeT, \\ \{K_m + K'_m (Year_t^{n,i} - LifeT)\} Cap_t^{n,i} & \text{otherwise.} \end{cases} \quad (2.4)$$

ここで K_m は維持費単価 [円/kW/年]、 K'_m は寿命超過設備に対して発生する維持費単価の増加分 [円/kW/年]、 $LifeT$ は電源の寿命 [年] を表しており、添え字 i は所有している電源の通し番号を表している。近年の設備計画における関心事項として、老朽化の進んだ既存電源の取り扱いがあげられる。本論文では式 (2.4) に示した通り、老朽化を単純な経済指標で考慮するために、稼働年数が設定した寿命を超えた分だけ維持費単価が増加するように設定している。この維持費の増加を避けるためには、電源を廃止して運転を停止するか、あるいは新たな電源として再建設するかの対策を取らなくてはならない。

最後に FCb について説明する。電源の建設、増設等を行う際には莫大な建設費が必要となるが、通常、建設費は年金利を考慮しながら分割して支払う、減価償却費として扱うことが一般的である。適応されるべき具体的な建設費モデルがあれば、その値から各年度の支払額を求めるべきであるが、本論文では、提案手法の有効性を確認するために各種電源種設定値の具体的なモデルは想定せず、適当な値を定めてシミュレーションを行っている。そのため、年経費を直接建設費として設定するものとする。すなわち、

$$FCb_t^{n,i} = \begin{cases} K_b (Cap_t^{n,i})^\alpha & \text{if } Year_t^{n,i} \leq AT, \\ 0 & \text{otherwise.} \end{cases} \quad (2.5)$$

ここで、 K_b は建設費単価 [円/kW/年]、 AT は償却年数 [年] である。 α は 1 以下の正の定数であり、単機の容量が増加するほど建設単価が減少するというスケールメリットを表現するために導入している [44]。また本論文では、新規電源を一から建設するより、既存電源の再建設を行う方が、新たな用地代が掛からず建設費を節約することが出来るという再建設の優位性を表すために、再建設時には新設時よりも α の値を小さくし、スケールメリットの効果が大きく表れるように調整する。他にも、具体的な土地代を設定するなど、様々な想定方法が考えられるが、再建設の経済的優位性の具体例を表す実証データが存在しないため、本論文では想定方法の一例としてスケールメリットの変化を採用した。この設定は提案手法使用者の意図する想定によって変更、決定されるものだと考えられる。

2.1.3 停電防止制約

本章では前述のとおり、一般電気事業者に対して、不確実性の全推移シナリオの各年において、系統全体のピーク電源容量がピーク需要に対して十分存在しなくてはならないとする停電防止制約を課すことを考える。すなわち、

$$TotalCap_{t,s} = \sum_n \sum_i Cap_{t,s}^{n,i} > 1.1 \times PeakDemand_{t,s} \quad (t=1,\dots,T, s=1,\dots,S) \quad (2.6)$$

ここで、 $TotalCap$ は系統全体のピーク電源容量 [MW]、 $PeakDemand$ はピーク電源が賄うべきピーク需要 [MW]、添え字 s は長期的不確実性の推移シナリオ、 S は全推移シナリオの集合、 T は計画期間 [MW] を示す。

2.2 長期的不確実性を考慮した電源開発計画

2.2.1 電源開発計画問題の定式化

本章で取り扱う電源開発計画は総期待利益の最大化を目的とする。長期的不確実性を考慮した発電事業者 n の総期待利益 $mean TProfit^n$ 最大化問題は一般的に次の通りに定義することができる。

$$\max_{\mathbf{D}^n} mean TProfit^n = \sum_{s \in S} p_s \left[\sum_{t=1}^T \frac{CF_{t,s}^n(\mathbf{D}_{t,s}^n, \mathbf{S}_{t,s})}{1 + dr/100} \right] \quad (2.7)$$

ここで、 p_s は推移シナリオ s が発生する確率、 dr は割引率 [%] を示す。 $CF_{t,s}$ は大きく二つの状態変数によって決定される。

- 確定的状態変数 $\mathbf{D}$: 発電事業者の意思決定によって決定される変数。本章では Inv や Cap がこれにあたる。
- 確率的状态変数 $\mathbf{S}$: 発電事業者の行動に影響は受けず、将来の値は確率的にしか決定されない変数。本章では $PeakDemand$ や MC^A , MC^B がこれにあたる。

これらの状態変数は独立的に変化するため、全ての状態の組み合わせに対して最適な投資行動を判断し選択しなくてはならない。さらに本章の問題では発電事業者が一般電気事業

者の場合、すべての推移シナリオ上で停電防止制約を満たさなくてはならない。つまり、制約を違反するシナリオに到達するのを避けた上で総期待利益が最大となる投資行動 D の最適化を行う必要がある。本論文では、全状態変数の遷移シナリオを網羅し、最適な投資行動を効率よく決定することができる手法の一つである SDP（第 2.2.3 項参照）を用いて投資行動の評価、決定を行う。図 2.3 に不確実性を考慮した電源開発計画の概念図を示す。

2.2.2 シミュレーション手法

本節では、一般電気事業者による地域独占の状況を想定して、需要成長や燃料費の不確実性を考慮した電源開発計画シミュレーション手法を提案する。提案手法は文献 [45] で開発した手法をベースとしており、その概要を図 2.4 のフローチャートに示す。計算の流れは、まず、各発電事業者は SDP（第 2.2.3 項で説明）を用いて、本年度の投資行動を決定し (①)、建設を選択した事業者は新規電源の建設を開始する (②)。また、過去に建設された電源中で今年度に建設終了するものが存在する場合、その電源を現存の電源群に加える (③)。次に、当該年度の利益を計算する (④)。その後、次年度の需要成長と燃料費を、疑似乱数を用いて生成・更新し (⑤)、再び価値評価を行う。この①～⑤までの行動を 30 年間分繰り返す、電源建設スケジュールや総利益を計算する。以上のシミュレーションでは、⑤で生成された各不確実要素の 30 年に亘る 1 つの変動シナリオ下での電源設備計画の様相を求めることになる。そこで、モンテカルロシミュレーションの要領で以上のシミュレーションを 1 万回行い、統計処理を施すことによって、総利益の分布や建設スケジュールの傾向などを評価する。

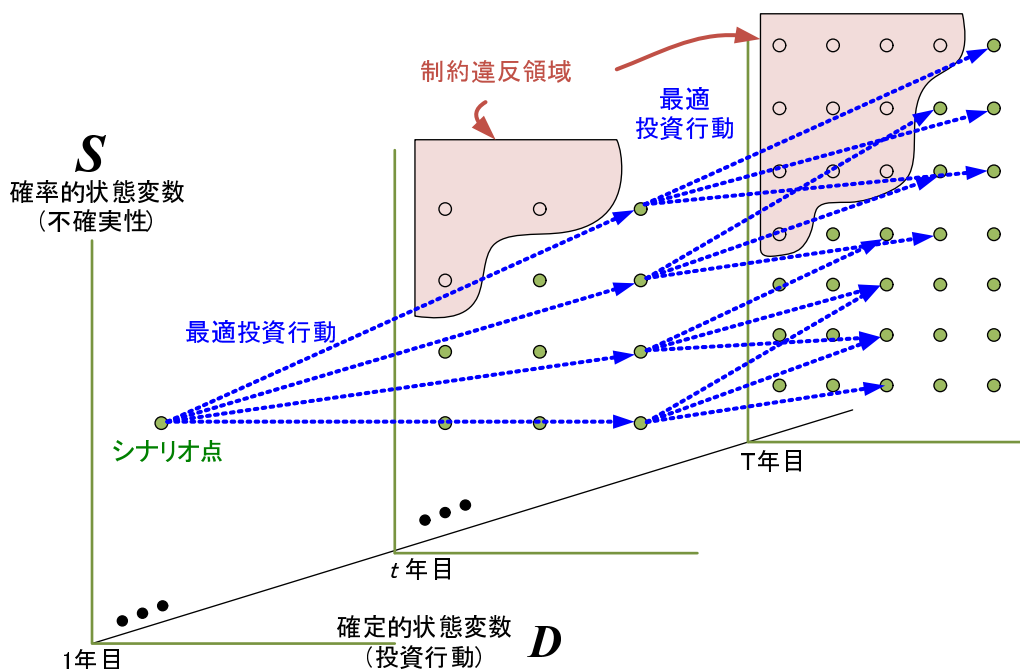


図 2.3: 不確実性を考慮した電源開発計画

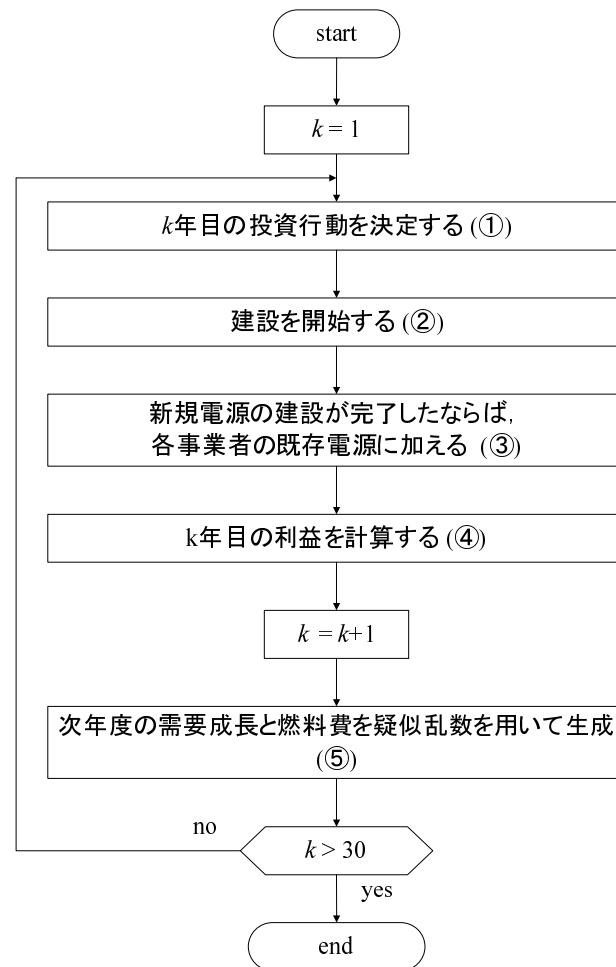


図 2.4: 電源開発シミュレーションのフローチャート

2.2.3 確率的動的計画法 (SDP)

SDP とは、各種の不確実性の時系列推移をイベントツリーによって表し、考察期間の最終時点から現時点に向かって後退しながら目的関数を算出し、目的関数が最小または最大となるような決定変数を導き出す手法である。この手法は金融商品のオプション取引を現物の運用決定手法に応用したリアルオプション・アプローチで用いられている手法の一種であり²、文献 [46] では不確実性を再現するイベントツリーとして、現状から上昇するシナリオと下降するシナリオから成る 2 項格子過程 (図 2.5) を用いて価値評価を行っている。図中において添字 t は年目、 j はシナリオ番号を示す。本項では、2 項格子過程を例に、評価対象年目に新規電源を建設する新設価値 R と新設を見送る先延ばし価値 W の二つの選択肢を比較する、単純な例題で解説をおこなう。なお、本例題では建設リードタイムは 1 年とする。

最初に、2 項格子過程において考慮される全年目、全シナリオ番号の単年期待利益を計

²金融工学の分野では、決定木解析 (Decision Tree Analysis : DTA) と呼ばれ、文献 [45, 46, 67] では DTA と表記されているが、本論文における本手法の名称は SDP に統一する。

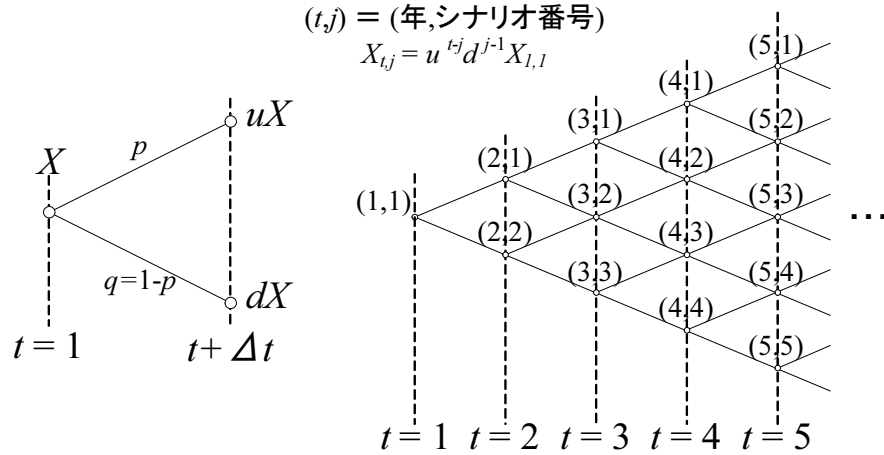


図 2.5: 2 項格子過程

算する。その際、新規電源が存在する場合の単年期待利益 $RCF_{t,j}$ と存在しない場合の単年期待利益 $WCF_{t,j}$ 両方を求めなくてはならない。次に、全年目、全シナリオ番号における $R_{t,j}$ と $W_{t,j}$ の価値評価を、考察対象最終年から現時点にむけて順に行う。各価値の評価式を次に示す。

$$R_{t,j} = RCF_{t,j} + \frac{p \times R_{t+1,j} + q \times R_{t+1,j+1}}{1 + dr/100} \quad (2.8)$$

$$W_{t,j} = WCF_{t,j} + \frac{p \times \max\{R_{t+1,j}, W_{t+1,j}\} + q \times \max\{R_{t+1,j+1}, W_{t+1,j+1}\}}{1 + dr/100} \quad (2.9)$$

ここで、 p は不確実性の上昇シナリオ発生確率、 q は下降シナリオ発生確率を示す。式 (2.8) に示すようにノード (t, j) から到達可能な $t+1$ 年目の 2 ノード、 $(t+1, j)$ と $(t+1, j+1)$ における R の加算平均値を、割引率を考慮しながら $RCF_{t,j}$ と足し合わせることで、 t 年目以降の期待利益が積算された $R_{t,i}$ を求めることができる。同様に各時点における意思決定の先延ばし価値 $W_{t,j}$ も求めるのだが、先延ばしを選択し、まだ投資行動を行っていないので、式 (2.9) に示すように次の年目の期待利益が高い投資行動を選択することができる。これらの計算を最終年より本年度まで行うことにより、 $R_{1,1}$ 、 $W_{1,1}$ の値を求めることが出来る。そして $W_{1,1} > R_{1,1}$ の場合、すなわち本年度において電源を建設するよりも投資を先延ばしした方がより大きい期待利益が見込まれる場合には電源の建設を先延ばしすることとする。

以上が SDP の簡単な解説であり、リアルオプションの最も単純な考え方の一つである。この手法を用いることで、不確実性を考慮した上で、本年度の最適な投資行動を決定することが出来る。

2.2.4 複数の不確実性の考慮

幾何ブラウン運動

電源建設計画の策定では投資行動の価値評価が必要となるが、その際に、将来の需要成長や燃料費の変動など、計画策定時点で正確に予測することが困難な要素をいかに考慮

するかが、意思決定の成否に大きな影響を与える。本論文では、このような様々な将来の不確実要素 X を、金融工学において広く用いられている幾何ブラウン運動 (Geometric Brownian Motion : GBM) [46, 47] でモデル化することを考える。このモデルは簡単でありながら、様々な経済的変動に適応可能な、簡易性と汎用性に優れたモデルである。具体的には、 X が以下の確率過程に従うと考える。

$$\frac{dX}{X} = \mu dt + \sigma dz \quad (2.10)$$

ここで、 μ はドリフト変化率 [%/年]、 σ は分散変化率 [%/年]、 dz はウィーナー過程 (平均 0、標準偏差 1 の正規分布乱数) である。式 (2.10) は X の変化率 dX/X が正規分布に従う、すなわち dX が対数正規分布に従うことを意味している。

2ⁿ 項格子

幾何ブラウン運動による不確実性を SDP で考慮するためには式 (2.10) でモデル化される確率過程の時系列推移を決定木で表現する必要がある。本論文では、幾何ブラウン運動による不確実性を有する要素に対して、2 項格子過程 (図 2.5 参照) でモデル化する [46]。上昇シナリオ、下降シナリオへの推移確率 p, q を、ともに 1/2 と仮定し、上昇シナリオの上昇率 u ならびに下降シナリオの下降率 d を次のように定式化する。

$$\begin{cases} u = \exp((\mu - \frac{1}{2}\sigma^2)\Delta t + \sigma\sqrt{\Delta t}) \\ d = \exp((\mu - \frac{1}{2}\sigma^2)\Delta t - \sigma\sqrt{\Delta t}) \end{cases} \quad (2.11)$$

ここで Δt は離散時間幅を意味しており、本論文では 1 年を示している。以上の方法でシナリオを作成すると、複数種類 (n 種類) の不確実要素を考慮する場合には、一つの状態から、 n 個の要素の変動シナリオを組み合わせた 2^n 個のシナリオが生成されることになるので、 2^n 項格子過程でモデル化する (図 2.6, 2.7)。後の数値試算例では、需要成長と二種の燃料費の変動の、合計 3 種類の不確実要素を考慮するが、この場合は 2^3 項格子過程でモデル化することになる。また、不確実要素以外にも、各発電所の設備容量や新設や再建設決定後の経過年数や設備の年齢など、様々な状態変数が存在する。これらの変数は事業者の投資行動の結果により確定的に決定される。そのため、各シナリオ点で選択可能な投資行動の結果得られる状態をすべて列挙し、その上での価値評価と最適行動選択を行う。

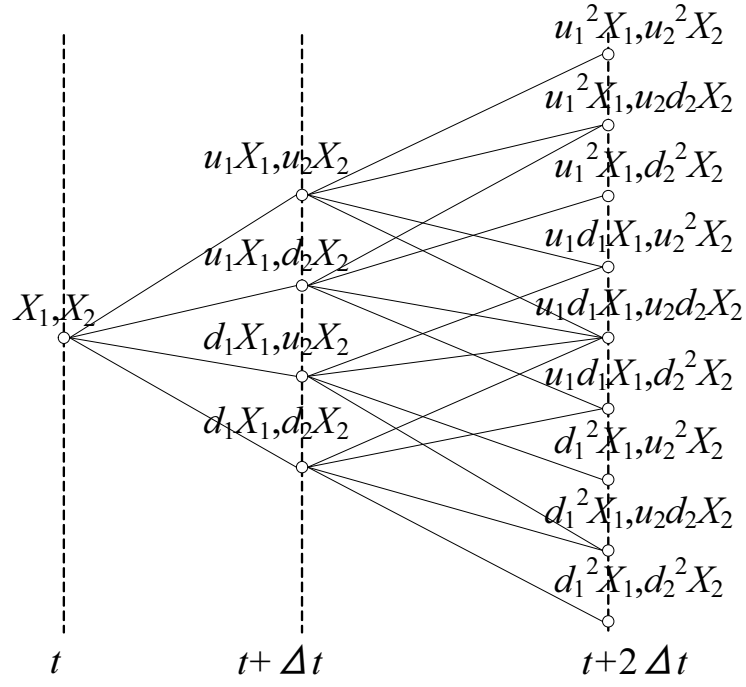


図 2.6: 2^2 項格子過程

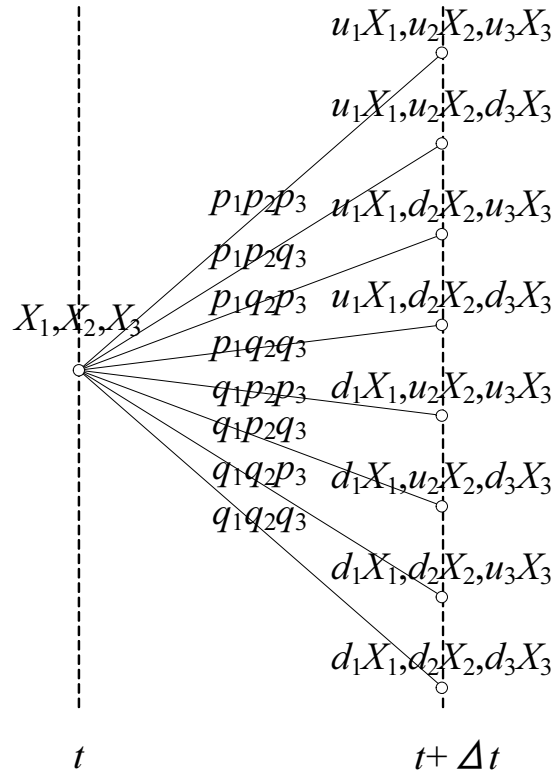


図 2.7: 2^3 項格子過程

ところで、複数の不確実性要素の変動は、必ずしも互いに独立ではなく相関性を有している場合が考えられる。例えば、異なる種類の燃料費間に正の相関が存在することは容易に想像ができる。そこで本論文では、各要素間の変動の相関性を以下の方法で考慮する。まず、各要素間の相関係数を要素として持つ相関係数行列を作成し、これをコレスキー分解することで下三角行列を生成する。この相関性を示した下三角行列を、相関性を有しない疑似乱数に乗じたものを式 (2.10) におけるウィーナー過程として採用することで、幾何ブラウン運動に基づいた不確実要素の変動シナリオを作成する。一方、 2^n 項格子過程においては、図 2.8 に示すように各シナリオへの推移確率に相関性を表す項（相関係数 σ ）を付け加えて調節することで、要素間の相関性を考慮した決定木を生成する [48]。

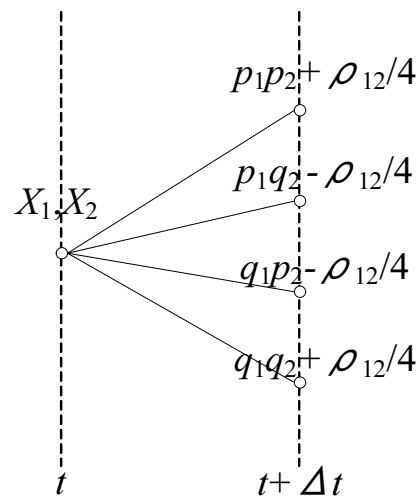


図 2.8: 相関性を考慮した格子過程の遷移確率

2.2.5 複数の投資行動選択枝の考慮

近年の需要成長率の低下傾向や、既存設備の有効利用などの観点から、電源開発計画においては新規電源への投資と合わせて、既存電源の継続運用も考慮に入れることが重要であろう。そこで提案手法では、図 2.9 に示す投資行動選択枝をシミュレーション内で考慮するように手法を拡張する。具体的には、新規電源の建設、既存電源の廃止、既存電源の容量をそのままに電源を建て替える再建設、成長する需要に合わせて既存電源の容量を増やしつつ建て替える増設のオプションの中から、最適な投資行動を選択するようにしている。なお、新規電源の建設を選択する場合には任意の電源種を選択可能であるが、再建設または増設する場合には、対象となる既存電源と同種の電源を選択するものとする。また廃止や再建設、増設の対象となる電源は、所有している電源種毎に運転年数が最も長い電源としている。

このように複数のオプションを考慮するためには、たとえば2種の電源種を考慮する場合には、新規電源1基、既存電源2基の計3基の電源に対する投資行動の組み合わせを同時に考慮する必要がある。しかし、2基の既存電源を同時に増設する可能性は比較的低いと考えられるため、提案手法では計算時間短縮のために選択枝から除外している。

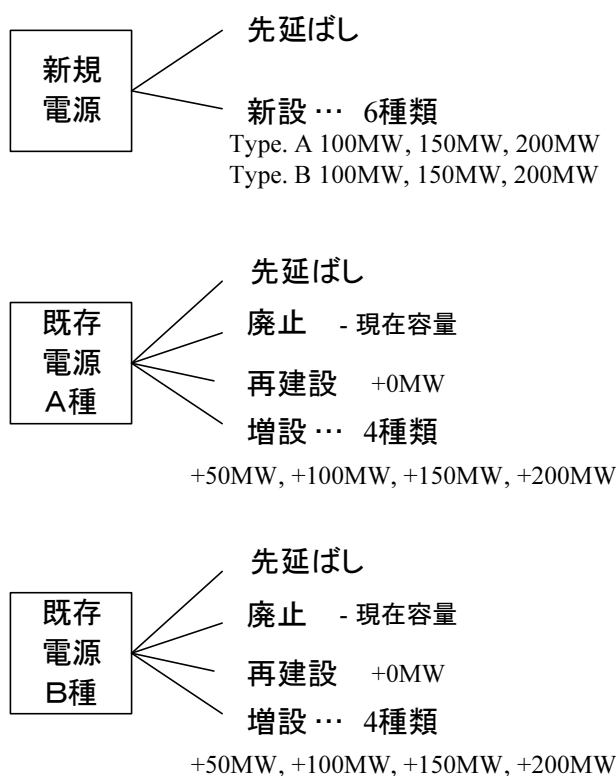


図 2.9: 発電事業者の投資行動選択枝

2.3 独占状況下における数値試算例

2.3.1 試算条件

ここでは、第 2.2.4 項、第 2.2.5 項で述べた提案手法の有効性を確認するために、いくつかの数値試算を行いその結果を比較する。

まず、各種パラメータを表 2.1 に示すとおりとし、第 2.1.3 項で説明した停電防止制約を課せられた一般電気事業者による地域独占状態における電源開発計画について評価する。その際、売電単価 P は 20 円/kWh に固定する。また、一般電気事業者による投資行動としては新規電源の建設のみとし、寿命に達した既存電源についてはすぐに再建設することとする。以上の試算条件を、以降 Case 1 と呼ぶ。

2.3.2 試算結果

本章の解析手法では、1 万通りの不確実性のシナリオ（30 年間）に対し、SDP に基づき電源開発計画を策定することになる。ある試行における電源開発計画の時系列を図 2.10 に示す。同図では、折線グラフが不確実要素（需要ならびに燃料費）の推移を表し、棒グラフはそれらの推移に合わせて実際に建設された電源の容量を表している。今回例示した

表 2.1: Case 1 における各種設定値

SDP の考察期間 (T)	15 年
モンテカルロシミュレーションの繰り返し回数	10,000 回
初年度ピーク需要 ($PeakDemand$)	500MW
一般電気事業者の初年度保有容量	100MW × 3 台 × 2 種
ピーク需要年ドリフト率（成長率, μ ）	1.7%/年
ピーク需要変動の不確実性（標準偏差, σ ）	3%/年
両燃料費の初期値（考察開始前年度の値）	5 円/kWh
両燃料費年ドリフト率 (μ)	0%/年
両燃料費変動の不確実性（標準偏差, σ ）	20%/年
両燃料費間の相関係数 (ρ)	0.8
両電源種年間維持費単価 (K_m)	6,000,000 円/MW
年間維持費増大分 (K_m)	1,000,000 円/MW
両電源種年間建設費単価 (K_b)	11,000,000 円/MW
年間建設費パラメータ (α)	新設時: 0.9, 再建設時: 0.7
投資行動リードタイム ($LeadT$)	5 年
両電源種稼働寿命 ($LifeT$)	30 年
両電源減価償却年数 (AT)	15 年
割引率 (dr)	1.4%/year
年間需要ピーク期間割合 (r_p)	0.2

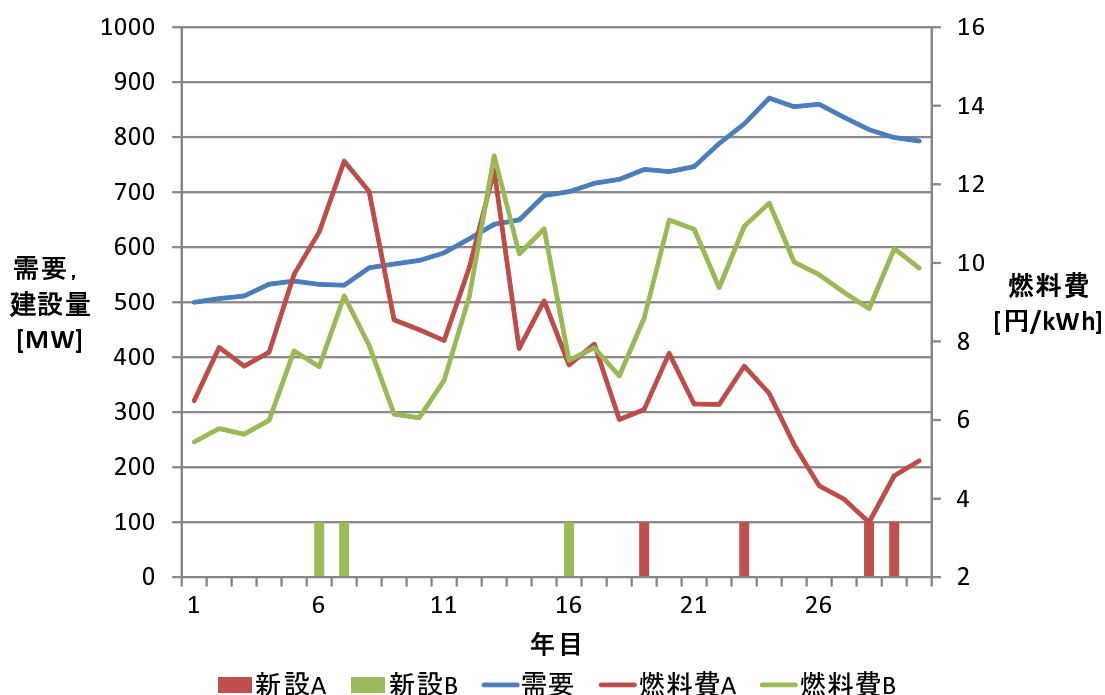


図 2.10: 電源開発計画の一例

シミュレーション結果では、需要の成長に合わせて合計7基の電源が建設されている。また、電源種に着目すると、投資決定時、つまり運開の5年前の時点で燃料費の安い方の電源種を選択している（この例の前半では電源種B、後半には電源種Aを選択している）様子が見て取れる。次に、第2.2.4項で述べた複数の不確実性を考慮することによる効果を確認するために、以下に定義されたケースとの比較を行う。

- Case 1と同様の条件で、SDPを行う際の各不確実性のパラメータ σ のみをすべて0%/年としたケース（以下Case 2）³

Case 1, Case 2におけるモンテカルロシミュレーションの結果として、30年間の総利益の平均値と標準偏差、そして標準偏差を平均値で割った変動係数を表2.2に示す。表より、Case 1とCase 2で結果に大きな違いがないことがわかる。つまり、他者との競争が存在しない独占状態では、平均的な推移のみを想定して投資行動を行えば十分効果的な投資行動を行うことができ、不確実性考慮の有無は期待利益に大きな影響を与えないことがわかる。なお、競争環境下における複数の不確実性の考慮が与える影響に関しては第2.5節で考察する。

次に、第2.2.5項で述べた投資行動選択肢の多様化を考慮することの重要性を示すために、以下に定義されたケースとの比較を行う。

- Case 1では可能としている新規電源の建設はできないが、代わりに既存電源2台の廃止・再建設・増設の投資行動を可能とするケース（以下Case 3）

³停電防止制約を考慮する際には、 σ をCase 1と同じ値に想定して制約を満たしているかどうかを判断する。つまり、 $\sigma = 0$ とするのは期待利益の算出時のみである。後述のCase 6でも同様に評価する。

- 新規電源の建設・既存電源の廃止・再建設・増設のすべてを認めるケース（以下 Case 4）

試算結果は表 2.2 に示しているが、すべての選択肢を考慮可能な Case 4 の総利益平均値が最も高く、また、総利益の標準偏差も最も低く抑えられていることが確認できる。一方、Case 1 と Case 3 では総利益平均値はほぼ変わっていない。これは以下のように説明できる。各変動シナリオ内で、寿命に近く建て替えの必要のある既存電源が存在する場合には、既存電源の増設を選択できる Case 3 と Case 4 が、新設と既存電源の再建設という 2 段階のステップを踏まなければならない Case 1 よりも建設費が安価になり有利となる。しかし、寿命に近い既存電源がない場合には、電源新設を選択できない Case 3 では既存電源を増設する必要がある、無駄な建て替えを行わなくてはならず経済的に不利になる。このように、Case 1 と Case 3 では、状況により優位性が入れ替わることがあり、最終的な総利益はあまり変わらない結果となった。一方、どの場合でも有利な行動を選択できる Case 4 は最も優れた電源開発を行えるため、最も総利益が高い結果となった。このように、電源開発計画において投資行動の自由度を広げ、多様な選択肢を用意することは、電源開発計画の価値評価をより正確にモデル化する意味でも重要であるといえよう。

2.4 競争環境下における電源開発計画

2.4.1 競争環境再現の課題

発電事業が自由化され競争原理が働いている状態においては、ある事業者の利益は他社の行動の影響を少なからず受けることになる。すなわち、競争環境下における電源開発シミュレーションを行う際には、他社の将来の投資行動を考慮に入れた利益評価と、それに基づく投資行動決定プロセスを模擬する必要がある。しかし以下の理由から、他社の行動を将来の不確実要素の一つとしてそのまま SDP に組み込むことは現実的ではない。

- SDP は現時点での最適行動を決定する手法であり、自社を含めた各事業者の将来の行動は、各種不確実要素がどのように実際に推移するか依存するため、画一的な推移確率を用いて表記することができない。
- 不確実要素の種類が事業者の数だけ存在することになり、イベントツリーが非常に

表 2.2: Case 1～4 のシミュレーション結果

	一般電気事業者総利益		
	平均値 [十億円]	標準偏差 [十億円]	変動係数 (標準偏差/平均値)
Case 1	267.71	138.45	51.7%
Case 2	267.68	138.35	51.7%
Case 3	258.61	136.52	52.8%
Case 4	288.28	135.35	47.0%

大規模になってしまう (図 2.11 参照)。

そのため、何らかの近似的手法を用いなくてはならないのだが、それらの手法の一つに、他社の将来の投資行動を一つのシナリオに固定した上で SDP を行う方法がある。こうすることで、比較しなくてはならない状態遷移の数を減らし、短時間で準最適投資行動を決定することが可能となる (図 2.12 参照)。しかし、文献 [45] では、自社以外の事業者が本年度の建設先延ばしを選択した場合には、3 年後に確実に建設を行うという、限定的な状況を想定していた。そこで本論文では、次に示すように SDP と DDP を組み合わせた、新

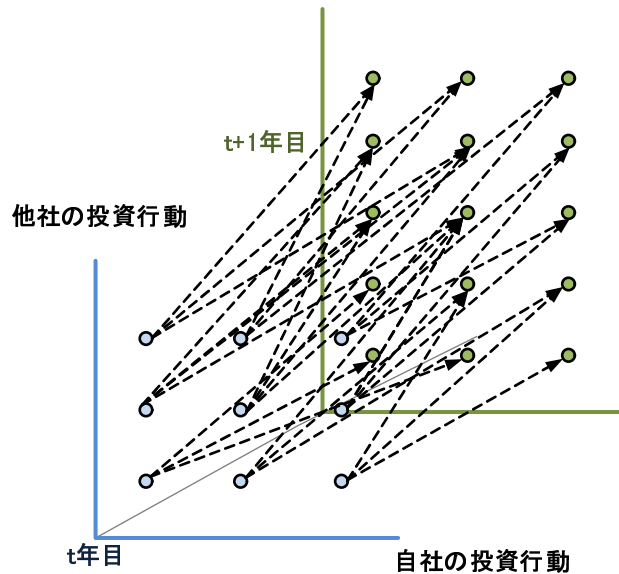


図 2.11: 他社の投資行動を考慮した電源開発計画の厳密解法

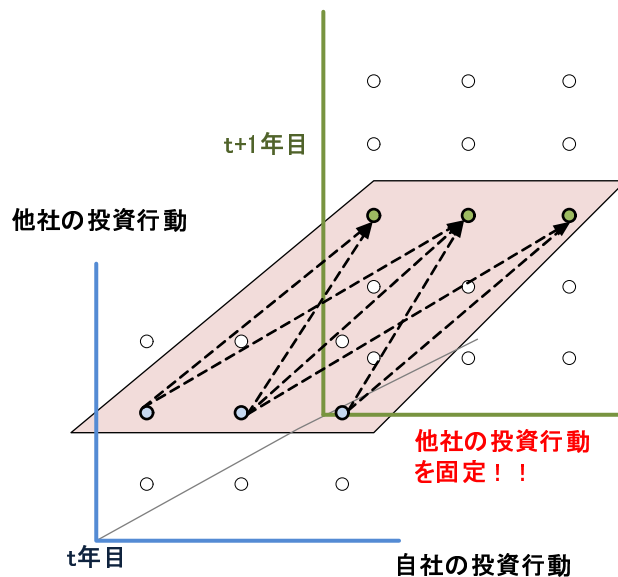


図 2.12: 他社の投資行動を考慮した電源開発計画の近似解法

しいマルチエージェント型電源開発シミュレーション手法を提案する。表 2.3 に DDP と SDP の評価対象の違いについて記載する。SDP と DDP は両方とも動的計画法 (Dynamic Programming : DP) の一種であり、不確実性の推移を考慮できる SDP に比べて DDP は不確実性を考慮することはできないが、本年度の投資行動だけでなく、今後複数年間の投資行動を決定することができる。リードタイムも含めた今後 15 年間の需要成長に対応するために、DDP では今後 10 年間のうちに最大 3 台新規電源の建設を選択できるように設定した。

2.4.2 提案手法

提案手法のフローチャートを図 2.13 に示す。具体的な計算手順は以下の通りである。まず、考察期間 T 年間における各事業者の投資行動を、暫定的に仮定する (①)。次に、事業者 n に着目し、将来の需要成長や燃料費の変動などといった、外因性の不確実要素を考慮せず、平均的に推移をするものと仮定した状態に対して、DDP により期待利益が最も高くなるような今後 T 年間の投資行動を求める (②)。

その際、他社の投資行動については、①で策定した暫定的な投資行動に固定して扱う。こうして求めた事業者 n の投資行動で、①で仮定した暫定的な投資行動を更新し (③)、事業者 $n+1$ の投資行動決定に移る (④)。全ての事業者について投資行動を更新した後、投資行動の収束判定を行い (⑤)、収束していない場合には②～④のプロセスを繰り返し実施する。こうして得られた各事業者の投資行動は、外因性不確実要素を考慮しない平均的な趨勢に対するナッシュ均衡を与えることになる。なお、DDP を行う事業者の順番は、結果に偏りがないようにするため、毎回ランダムに決定する。次に、本年度における各事業者の投資行動を、外因性不確実要素を考慮した SDP により最終的に決定する (⑥)。この SDP を行う際、今後 T 年間の他社の投資行動は②～⑤の反復 DP により求められた投資行動の均衡点に固定して扱うこととする。

この提案手法では、②で DDP 行動の収束判定を行わなくてはならない。そこで、本研究では以下の二つの判定基準を設けた。

1. 前回の均衡点判定時から結果が変更していなかったら、均衡点に達したと判断する
2. 均衡点判定を 15 回以上行っても 1. の基準を満たさない場合、均衡ループに入っていると判断し、その時点での電源開発シナリオを均衡点と仮定する

また、すべての年で全事業者が SDP を行うと、計算量が膨大になってしまい、計算時間が多くかかってしまう。そこで、DDP の均衡解で本年度投資すべきという解が得られた

表 2.3: DDP と SDP の設定比較

	不確実性考慮	考察期間 T	投資行動 実行可能年	新規電源建設 可能個数	決定投資行動年目
SDP	あり	15 年	5 年後まで	1 機	本年度のみ
DDP	なり	15 年	10 年後まで	3 機	今後 10 年間

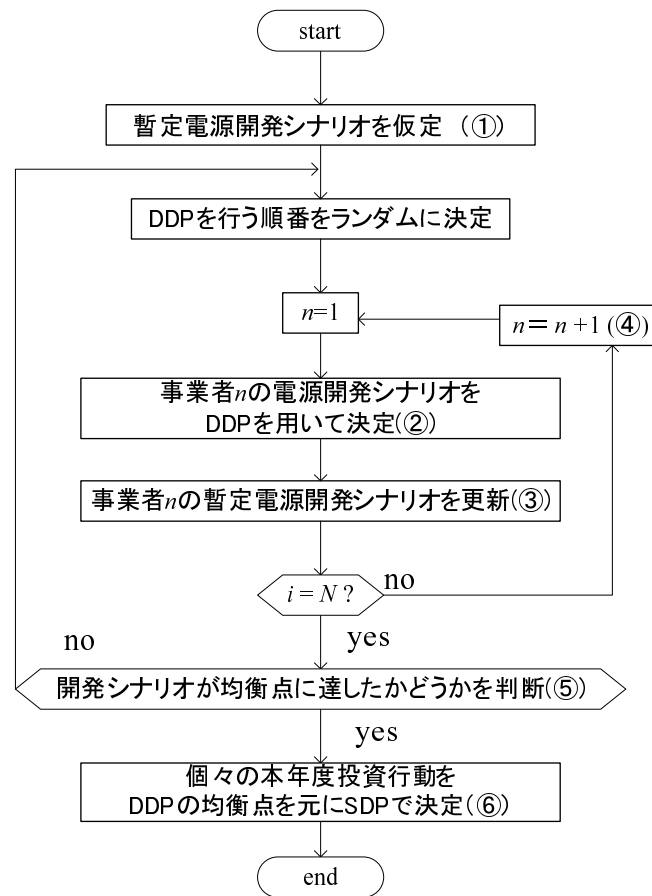


図 2.13: 競争環境下における投資行動決定のフローチャート

事業者のみ SDP を行うように計算を簡略化した。なぜそのような簡略化を行ったかというと、SDP の特徴は、過小評価されがちな投資行動の先延ばし価値を正確に判断することにあるためである。DDP で本年度は投資行動を行うべきと判断されたあと、SDP で先延ばしすべきと判断されるのは多く起きるが、DDP で先延ばしすべきと判断されたあと、SDP で投資すべきと判断される状況はほとんど存在しない。1 万回のモンテカルロシミュレーション中でも 10 回以下しか起きない状況なので、その判断を反映させなくても結果に大きな影響は与えないと考えられるため、このような簡略化を行い、計算時間の短縮を図った。

2.4.3 電力市場の想定

ここで行う DDP, SDP の両計算過程において期待利益を算出する際には、電力市場における取引価格ならびに獲得需要量を求める必要がある。本論文では、想定された総需要と各発電事業者の入札曲線から、取引価格と売電量を決定する、いわゆるシングルサイドオークションを想定する。各発電事業者は、市場決済の結果を元に本年度の利益や将来の期待利益を求め、投資行動に反映させる。なお、需要の価格弾力性は考えていないため、市場価格の高騰を抑止するために市場価格に上限値 P_{cap} (=20 円/kWh を想定) を定め

る。電力市場における各事業者の入札戦略は文献 [45] で行われている、強化学習の一種である Q Learning を適応したマルチエージェントによる電力市場シミュレーションより得られた入札戦略を参考に、以下のように簡易的にモデル化することとする。

まず、新規参入者 (PPS) は、市場規模に対する保有電源容量が非常に小さく、市場支配力を有さない状況が想定されることから、常に限界費用 (燃料費) で入札するものとする。一方、一般電気事業者は前述の停電防止制約を課されている見返りとして、自社のシェアや全体の設備率に応じて入札曲線を調節することが出来る「price maker」としての役割をもっているものとする。一般電気事業者の入札曲線 a [円/kWh] は、以下の式で示されるものとする。

$$a = \begin{cases} f_{nen} & \text{if } 1 - C_r \times PPS_r < \beta \times U_r, \\ P_{cap} & \text{otherwise.} \end{cases} \quad (2.12)$$

ここで、 f_{nen} は PPS と同じ決定方法に基づく入札曲線、 C_r は設備率 (全設備容量/需要)、 U_r は一般電気事業者のシェア (一般電気事業者の設備容量/全設備容量)、 PPS_r は全 PPS のシェア (全 PPS の設備容量合計/全設備容量)、 β は一般電気事業者の戦略パラメータとする。 U_r と PPS_r の合計は常に 1 であり、 C_r が 1 より小さい値ならば需要に対して供給力不足が起きていることになる。 C_r と PPS_r の積は PPS の設備容量合計を需要で割った値であり、PPS が獲得できる需要の最大シェア率を示している。1 から PPS の最大シェア率を減ずることで一般電気事業者が PPS に最も需要を奪われた時のシェア率を示すことが出来る。この一般電気事業者の最少シェア率を示しているのが式 (2.12) における条件式の左辺であり、この値を指標にして入札曲線を決定する。一般電気事業者のシェアが 100 % に近く設備率も低い場合には、価格上限値で入札を行うことになるが、PPS の参入により一般電気事業者の設備容量の稼働率が β を下回る可能性がある場合、一般電気事業者は市場入札値を増分燃料費に張り付かせるようにモデル化した (図 2.14)。これは、PPS の参入割合が増加した場合にはあえて市場価格を下げるような行動をとることで、PPS の過剰な参入を牽制する効果が期待できるためである。本研究では $\beta=0.9$ と設定している [45]。

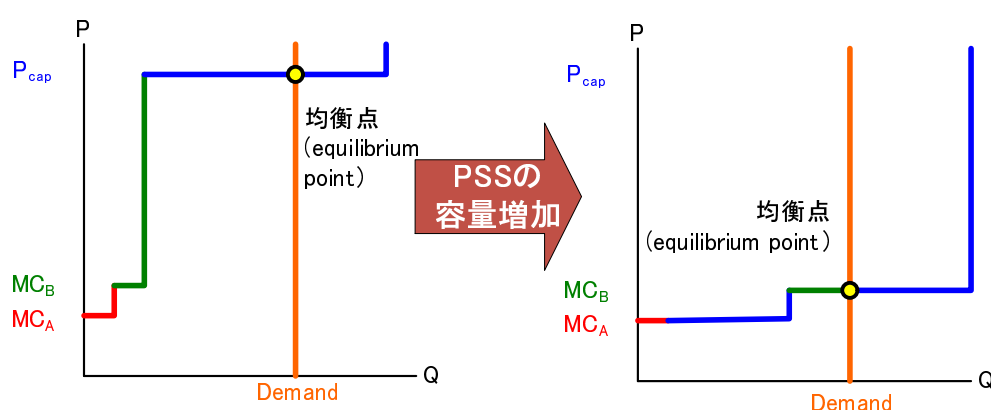


図 2.14: 電力市場モデルの変化

2.5 競争環境下における数値試算例

ここでは、競争環境を想定して、一般電気事業者1社とPPS6社による競争環境を想定する（以下 Case 5）。なお、各発電事業者や不確実要素は Case 1 と同様の設定とし、選択可能な投資行動は新規電源の建設のみとしている。また、PPS は初年度に既存電源を所有しておらず、投資行動価値を毎年評価し、新規参入の機会をはかっているものとする。

最初に、本論文の提案手法の有効性を示すために、Case 5 のモンテカルロ法によって生成される 30 年間の投資行動計画の初年度からの T 年間 (15 年間) を抜き取り、その結果と DDP 均衡点の投資行動予測を比較する。不確実性を考慮していない均衡点によって生成された投資行動計画と、実際の不確実な変動に基づいて投資された開発計画の間に類似性があるならば、提案手法の妥当性を示すことが出来る。まず、Case 5 において、初年度の投資行動決定時に想定される DDP 均衡点の電源建設容量を図 2.15 の上部に示す。DDP による均衡点では 1 年目から 16 年目までの投資行動均衡点を導出するが、初年度の均衡点では 6 年目と 7 年目、そして 15 年目に 100MW の電源が新設されることを想定している。次に、初年度から 16 年目までのシミュレーション上で建設された電源容量の平均値を図 2.15 の中部に示す。図より、DDP 均衡点で建設されている 6 年目と 7 年目の建設容量が突出しており、また 16 年目の建設容量が周囲の年目と比較して若干高い値を示していることがわかる (図 2.15 の下部参照)。これより DDP 均衡点の想定とモンテカルロ

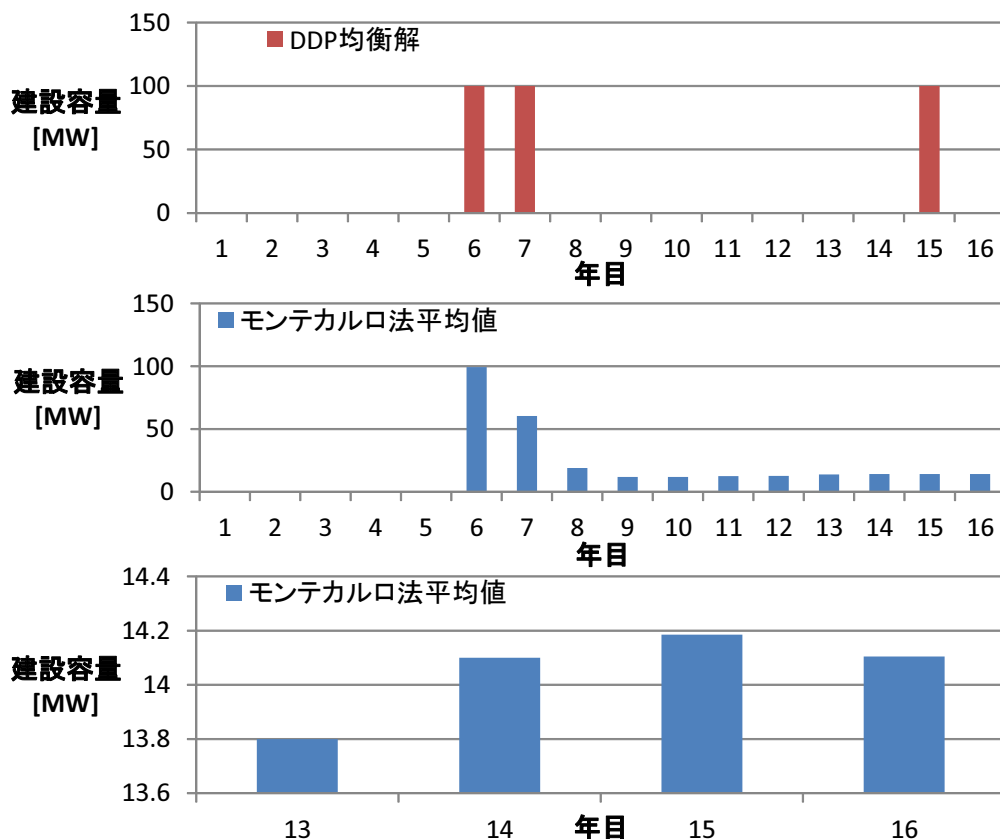


図 2.15: DDP 均衡点とモンテカルロシミュレーション結果の建設容量比較

シミュレーションで得られた建設容量に類似点が見られることが解り、DDP による均衡点が他者の将来の投資行動予測として、実際の投資行動結果に近い妥当な想定あることが示された。

次に、独占状態と競争環境における電源開発の違いを確認するために、Case 1 と Case 5 の結果を比較する。また、競争環境下における複数の不確実性考慮の有無の影響を確認するために、Case 5 において各事業者が SDP を行う際の各不確実性のパラメータ σ をすべて 0%/年としたケース（以下 Case 6）に関してもシミュレーションを行う。

試算結果として、表 2.4 に Case 1, Case 5 そして Case 6 における一般電気事業者の総利益平均値と標準偏差、変動係数、30 年間の売電価格平均値を示す。また、図 2.16 に 30 年間の販売電力量の平均値を発電事業者別に集計したものを示す。表より、1 社独占状態である Case 1 に比べて、競争環境にある Case 5, Case 6 では一般電気事業者の総利益が

表 2.4: Case 1, 5 & 6 における一般電気事業者のシミュレーション結果

	一般電気事業者総利益			平均売電価格 [円/kWh]
	平均値 [十億円]	標準偏差 [十億円]	変動係数 (標準偏差/平均値)	
Case 1	267.71	138.45	51.7%	20.0
Case 5	212.30	117.41	55.3%	19.7
Case 6	202.27	117.76	58.2%	19.5

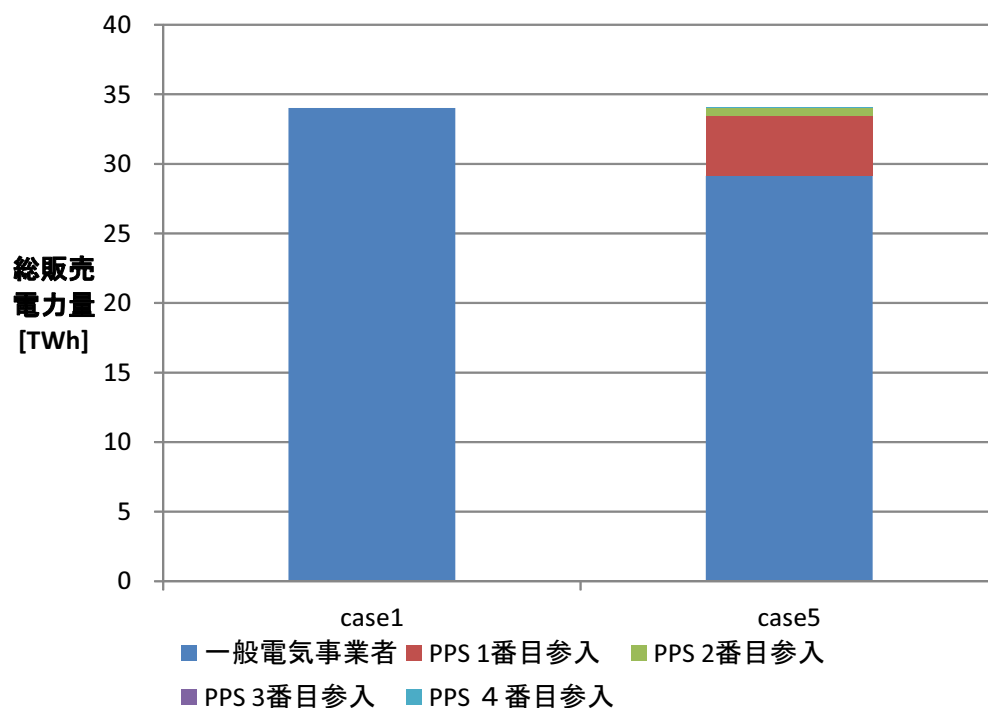


図 2.16: Case 1, Case 5 における総販売需要量

減少し、変動係数も増加していることがわかる。これらは、競争原理の導入により売電価格が低下したこと、また図 2.16 に見られるように需要の一部が一般電気事業者から PPS に移ったことによる。次に Case 5 と Case 6 を比較すると、Case 6 では一般電気事業者の総利益期待値は若干減少しており、変動係数もわずかながら増加していることがわかる。第 2.3 節での試算結果では、独占状態では意思決定の判断材料として不確実性を考慮しても結果にはほとんど影響を与えないとの知見を得たが、競争環境下では、SDP による不確実性の考慮が総利益増加につながっている。つまり、競争環境下では、各発電事業者の意思決定において不確実性の影響を考慮することの重要性が高まることを示唆している。

また、30 年間のシミュレーション期間中に参入した PPS の数は、1 万回のモンテカルロシミュレーションにおいて、Case 5 では 0 社の場合が 3 回、1 社の場合が 5091 回、2 社の場合が 4805 回、3 社の場合が 100 回、4 社の場合が 1 回であり、平均値は 1.50 社であった。対して Case 6 では、1 社の場合が 4308 回、2 社の場合が 5532 回、3 社の場合が 158 回、4 社の場合が 2 回であり、平均値は 1.59 社と Case 5 よりも参入数が多い結果となった。これは Case 6 では投資行動時に不確実性を考慮していないので、先延ばし価値を低めに見積もる傾向にあり、Case 5 よりも早めに投資行動を起こす結果、30 年間で参入する事業者数が多くなったものと考えられる。表 2.5、2.6 に Case 5、6 における PPS の総利益平均値と標準偏差、変動係数、参入年目の平均値を示す。なお、PPS の総利益は参入順番によって大きく異なるため、結果の集計に当たっては参入順ごとに取りまとめている。これらの結果より、参入順番が早い PPS ほど総利益が高く、変動係数も小さく、安定した利益を得ている様子が見て取れる。特に 1 番目に参入する PPS の変動係数は一般電気事業者の値よりも小さい。これは停電防止制約がなく、燃料費が安い電源種のみ建設し

表 2.5: Case 5 における PPS のシミュレーション結果

	PPS 総利益			参入年目
	平均値 [十億円]	標準偏差 [十億円]	変動係数 (標準偏差/平均値)	平均値 [年]
1 番目参入	39.49	20.36	51.6%	6.0
2 番目参入	6.52	7.54	115.7%	24.7
3 番目参入	3.25	3.63	111.5%	28.1

表 2.6: Case 6 における PPS のシミュレーション結果

	PPS 総利益			参入年目
	平均値 [十億円]	標準偏差 [十億円]	変動係数 (標準偏差/平均値)	平均値 [年]
1 番目参入	38.26	20.74	54.2%	6.0
2 番目参入	5.46	9.04	165.6%	23.7
3 番目参入	1.16	4.93	423.6%	27.5

て売電することが出来る PPS の優位性を表している。次に Case 5 と Case 6 の結果を比較すると、SDP において不確実性を考慮しない Case 6 では、Case 5 に比べて総利益平均値が減少し、変動係数が増加していることがわかる。特に 3 番目に参入する PPS において、総利益平均値に約 2.8 倍、変動係数に約 3.8 倍の差が表れており、参入年目平均値は Case 6 のほうが Case 5 よりも 0.6 年早い結果となっている。これらは、後続の PPS は他者に比べて不利な立場にあり、不確実性による先延ばし価値を正しく評価できるか否かが投資計画の成否にとって重要であることを示している。

2.6 まとめ

本章では地域の電力系統を運営管理する一般電気事業者だけではなく、新たに参入する発電事業者との競争環境に対応した電源開発計画シミュレーションの開発を行った。最適な電源開発計画の評価手法として、長期的不確実性を考慮することができる SDP を採用し、競争環境に対応するために、以下の 3 点の拡張を行った。

1. 複数の長期的不確実性（需要変動や燃料費）を同時に考慮する
2. 複数の投資行動選択肢を同時に考慮する
3. 他社の将来の投資行動を予測し、自社の投資行動に反映される

最初に、燃料費や需要成長などの複数の長期的不確実性を考慮するために、幾何ブラウン運動と 2 項格子過程のモデル拡張を行い、燃料費間の相関性考慮も可能とした。さらに、新規電源建設だけではなく、寿命に近づいた既存電源の廃止や再建設も同時に考慮可能となるように評価手法の拡張を行い、より現実に即した評価を可能とした。ここまでの改良を行ったうえで、一般電気事業者一社による独占環境下における電源開発シミュレーションを行い、これらの拡張がどのような影響を与えるのかをモンテカルロ法によって評価した。この評価結果より、投資行動選択肢の拡大が一般電気事業者の総利益増加に繋がることが定量的に示された。しかし、独占環境下では SDP による不確実性考慮の有無は、一般電気事業者の電源開発計画や総利益に大きな影響は与えないことも解った。

次に、複数の発電事業者による競争環境を模擬するのだが、その状況下において、自社の本年度の投資行動を決定するためには、他社の将来の投資行動を考慮しなくては最適な投資行動を決定することはできない。しかし、SDP で考慮される長期的不確実性の全シナリオにおいて、他社の投資行動を個別に考慮すると、計算量が膨大となってしまう、現実的な時間内での評価が困難となってしまう。そこで本章では、SDP と DDP を組み合わせた新たな評価手法の開発を行った。長期的不確実性の変動を平均推移シナリオに固定した上で DDP を行うことによって、発電事業者たちの複数年にわたる投資行動均衡解を求め、その均衡解に固定した上で SDP を行うことで、将来の他社の投資行動均衡化解を元に本年度の最適な投資行動を決定することができる。上記の提案手法の有効性を示すために、電源開発シミュレーションの想定を競争環境に変更し、一般電気事業者と PPS による電力市場を介した電源開発競争の模擬を行った。シミュレーション結果より、独占環境下では考慮しても結果に大きな変化のなかった長期的不確実性が、競争環境下では発電事業者の利益に少なからず影響を与えていることがわかり、その影響は、考察期間の後半に導入

される PPS ほど大きいことが解った。これは投資行動決定時に不確実性を考慮することで、PPS の電源建設タイミングが遅くなっていることから、不確実性を考慮しない場合には先延ばし価値を正確に評価することができずに、早まった投資行動を行ってしまい、結果的に危険性の高い投資行動を行ってしまっているためだと考えられる。

第3章 再生可能エネルギー電源の大量導入に対応した供給信頼度評価

3.1 評価対象

今後、RE 電源が電力系統に大量導入された場合、RE 電源発電量による燃料費や温暖化ガス排出量の削減効果（kWh 価値）だけではなく、系統全体の停電電力量期待値や停電発生確率の削減、つまり kW 価値の評価も重要となる。一般的に間欠性の高い RE 電源の kW 価値は従来電源と比べて価値が低いと考えられるが、大量に導入された場合にどれほど信頼度の向上に貢献するかの評価は、今後の電源や送電線の開発計画において無視できない要素となるだろう。特に地域間連系線の拡充計画は、N-1 基準 [49] を満たすことを目標に拡充が続けられた地域内送電網と比較して、容量が不十分な箇所が多く、今後の電力系統における重要な論点の一つとなっている。そこで本章では、十分に送電網が張り巡らされていると仮定した単地域系統と、それらが一つの地域間連系線によって結ばれている 2 地域系統を想定し、それぞれの供給信頼度評価手法の開発を行う。図 2.1 に本章で取り扱う電力系統モデルのイメージ図を示す。評価に際して想定する条件は以下のとおりである。

- 地域内の送配電線の潮流制約は考慮しない。
- 各地域の系統負荷、RE 発電量時系列の特徴はそれぞれ異なる。
- 各地域の系統運用者は、自系統の負荷への電力供給を最優先し、自系統内の供給予備力に余裕がある場合にのみ、必要に応じて連系線を介して隣接系統に応援融通をする。その際、地域間連系線の送電容量を超過した融通はできない。

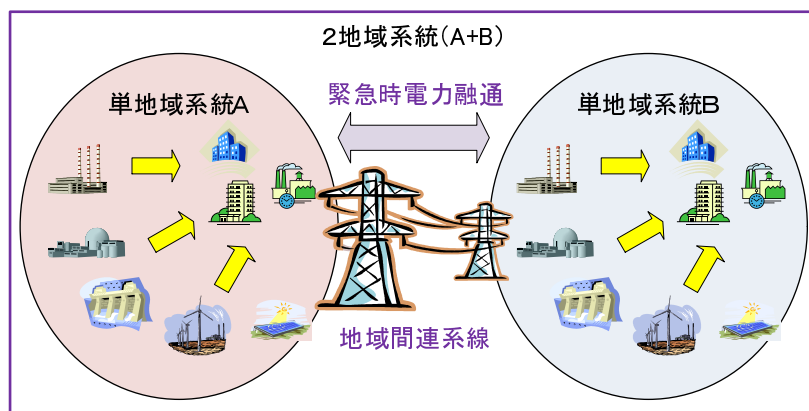


図 3.1: 単地域系統と 2 地域系統

- 自地域の供給予備力と隣接系統からの応援融通の両者を考慮しても供給予備力が不足する場合には、停電が発生するものとみなす。
- 地域間連系統線の送電ロス，故障率は考慮しない。

3.2 正味負荷を用いた状態列挙法

電力系統の供給信頼度の評価手法は，電力系統を構成する設備の健全・故障状態や需要変動などを，疑似乱数を用いて模擬し停電発生の有無を判定して信頼度を求めるモンテカルロシミュレーション（Monte Carlo Simulation : MCS）と，確率的な事象の全ての組み合わせを列挙し，それぞれに対して停電の有無を判定して信頼度を求める状態列挙法（State Enumeration Method : SEM）の2種類に大別される [50, 51]。手法が比較的単純であり拡張性も高いため，先行研究では MCS が多く用いられているが，評価結果を得るためには膨大な計算時間を必要とするという欠点を有している。様々な系統状態を想定，比較することで，RE 電源の大量導入が供給信頼度にあたえる影響を評価し考察するためには，結果精度を維持しつつ，評価時間をできる限り短縮することが望ましい。このような背景から著者は，RE 電源出力を需要から差し引いた正味負荷の発生確率分布を用いた SEM を開発した。時間帯によって出力傾向が異なる系統負荷と RE 電源出力を正味負荷として統合し，時間依存性が存在しない既存電源の発電可能容量と個別に取り扱うことで，計算量の削減を実現している。本手法の概要を図 3.2 に示す。具体的な評価手順は以下のとおりである。まず，系統負荷の時系列データから RE 発電量の時系列データを差し引いた，正味負荷 x [MW] の時系列データを作成し（図 3.3），その発生確率分布 $D(x)$ を求める。こ

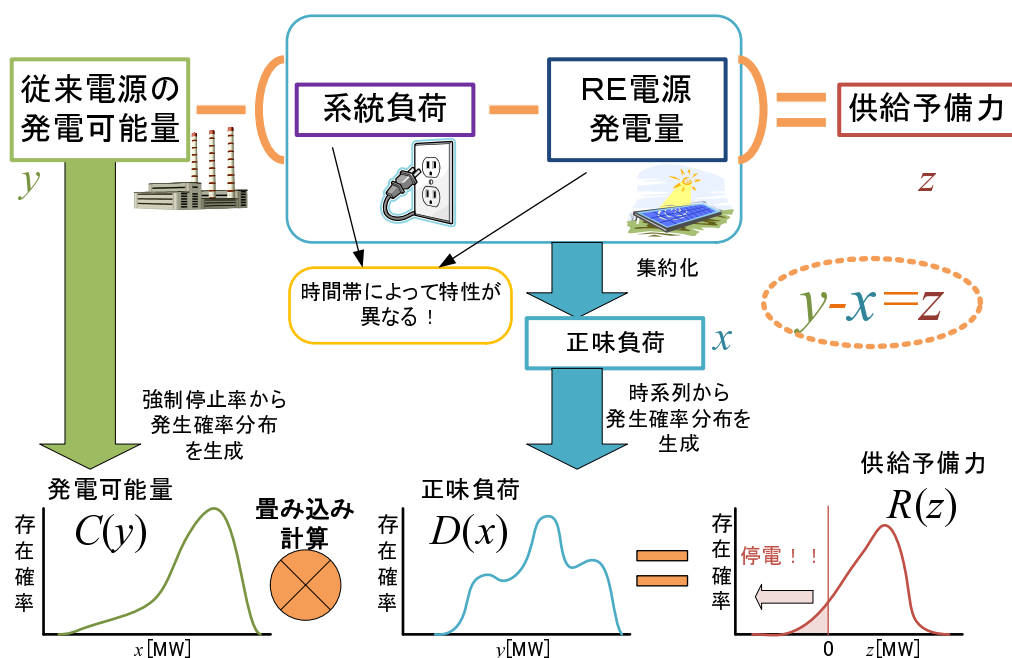


図 3.2: 正味負荷を用いた状態列挙法

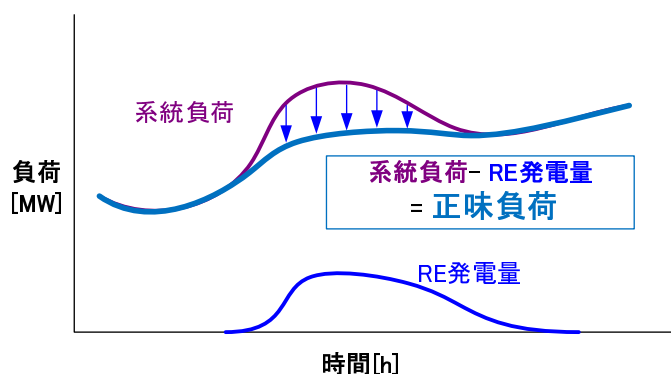


図 3.3: 正味負荷時系列

のように、時系列データ上で RE 電源出力を系統負荷に織り込むことで、系統負荷と RE 電源出力の季節・時間帯別の相関を考慮することが可能となる。次に、各電源の強制停止率（Forced Outage Rate : FOR）を考慮して従来電源の発電可能容量 y [MW] の発生確率分布 $C(y)$ を生成する。FOR は予測が不可能な突発的な事故によって発電機が利用不可能となる確率を示した値である。 $D(x)$ と $C(y)$ の畳み込み計算を行うことで、系統全体の供給予備力 z [MW] の発生確率分布 $R(z)$ を計算する。

x, y, z の関係は以下の式で表される。

$$y - x = z \quad (3.1)$$

式 (3.1) より、 $R(z)$ の畳み込み計算は以下の式で表されることがわかる。

$$R(z) = \int_{-\infty}^{PL} C(x+z)D(x)dx \quad (3.2)$$

ここで、 PL は系統負荷のピーク値 [MW] を表している。また、負の供給予備力は、系統全体の予備量が不足し停電が発生していることを示している。すなわち、年間電力不足発生時間（Loss of Load Expectation : LOLE）[hour/年] と年間停電電力量期待値（Expected Energy Not Supplied : EENS）[MWh/年] を次式により算出することが出来る。

$$LOLE = 8760 \times \int_{-PL}^0 R(z)dz \quad (3.3)$$

$$EENS = 8760 \times \int_{-PL}^0 -zR(z)dz \quad (3.4)$$

以上の説明では負荷値や発電可能量を連続値として扱っていたが、実際の評価では離散値に変換して計算を行う。具体的には、式 (3.2) から (3.4) を離散値で表現した次式を用いる。

$$R(z) = \sum_x C(x+z)D(x) \quad (3.5)$$

$$LOLE = 8760 \times \sum_{z=-PL}^0 R(z) \quad (3.6)$$

$$EENS = 8760 \times \sum_{z=-PL}^0 -zR(z) \quad (3.7)$$

離散値の刻み幅を調節することによって、精度の劣化を回避しつつ、考慮すべき状態数を削減することで計算負荷の軽減を図っている。なお、軽負荷時の RE 電源の高出力による供給力過剰発生時には、RE 電源の出力遮断や従来電源の停止などの実運用での対策が行われると想定し、本手法による解析結果には影響を与えないとする。

3.3 地域間連系線を考慮した 2 地域系統の供給信頼度評価

本節では前節で説明された単地域系統における供給信頼度評価手法を 2 地域連系モデルに対応できるように拡張する。式 (3.1) を 2 地域連系モデルに変更すると、以下の式となる。

$$y - x + e = z \quad (3.8)$$

$$e = \min(Lcap, \max(y' - x', 0)) \quad (3.9)$$

ここで、 e は他地域からの応援可能容量 [MW]、 $Lcap$ は地域間連系線の送電容量 [MW]、 y' は他地域の発電可能容量 [MW]、 x' は他地域の正味負荷 [MW] を表す。すなわち、2 地域連系モデルにおける供給信頼度は、式 (3.2) の供給予備力 $R(z)$ の計算において、他地域からの応援可能容量の発生確率分布をさらに畳み込めばよい。ただし、応援可能容量は他地域の正味負荷に基づくことから、系統負荷や RE 発電量と同じように時間帯に依存するため、畳み込み計算の際には注意が必要である。本章で提案する評価手法では、以下の手順で 2 地域連系モデルの供給信頼度を評価する。まず、それぞれの地域の正味負荷の時系列データを作成する。次にこの二つの時系列データに基づいて、評価対象地域の正味負荷が x 、他地域の正味負荷が x' である同時確率の発生分布 $DD(x, x')$ を作成する。この $DD(x, x')$ と他地域の従来電源の発電可能容量の発生確率分布 ($C'(y')$ とする) を次式のように畳み込むことで、評価対象地域の正味負荷が x であるという条件付きの他地域の供給予備力 z' の発生確率分布 $R'(x, z')$ を算出する。

$$R'(x, z') = \int_{-\infty}^{PL'} C'(x' + z') DD(x, x') dx' \quad (3.10)$$

ここで、 PL' は他地域の系統負荷ピーク値 [MW] を表している。前述のとおり、他地域からの応援融通は、他地域で停電が発生しない範囲（すなわち他地域の供給予備力が正の範囲）で、地域間連系線の容量の範囲内で利用可能であると想定している。すなわち、評価対象地域の正味負荷が x であるという条件付きの応援可能容量 e の発生確率分布 $S(x, e)$ を次式により求める。

$$S(x, e) = \begin{cases} 0 & \text{if } e < 0, \\ \int_{-\infty}^0 R'(x, z') dz' & \text{if } e = 0, \\ R'(x, e) & \text{if } 0 < e < Lcap, \\ \int_{Lcap}^{\infty} R'(x, z') dz' & \text{if } e = Lcap, \\ 0 & \text{if } e < Lcap. \end{cases} \quad (3.11)$$

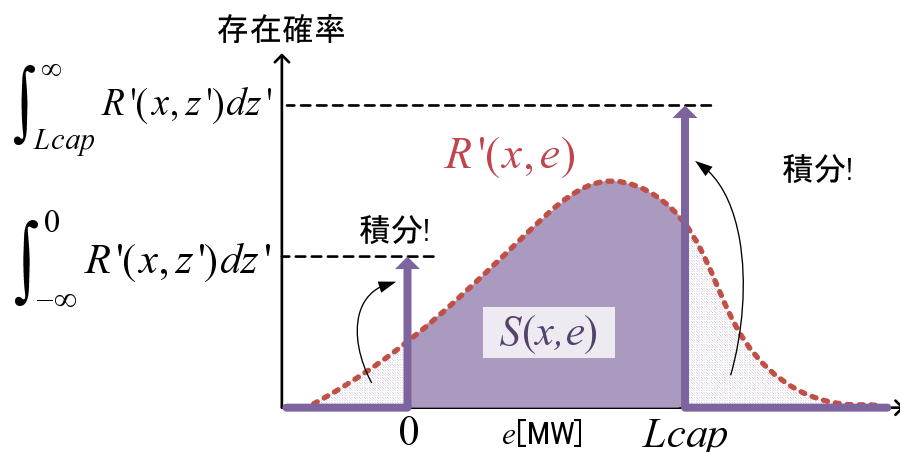


図 3.4: 応援可能容量の発生確率分布

応援可能容量の下限值である 0 と上限値である $Lcap$ の範囲を超えている存在確率をそれぞれ積分し、上限値と下限値の発生確率分布として扱う。図 3.4 に式 (3.11) で行う演算のイメージ図を示す。こうして求めた $S(x, e)$ と、 $D(x), C(y)$ を次式のように畳み込むことで、応援融通を考慮に入れた評価対象地域の供給予備力を評価することができる。

$$R(z) = \int_{-\infty}^{PL} C(\tau + z)E(\tau)d\tau \quad (3.12)$$

$$E(\tau) = \int_{-\infty}^{Lcap} D(x)S(x, x - \tau)dx \quad (3.13)$$

3.4 電力系統の供給信頼度評価結果

3.4.1 評価条件

本節では数値試算を通して、前章で提案した RE 電源の大量導入に対応した SEM の有用性を検証する。評価に使用した 2 地域連系モデルの条件（以下、Base Case と呼ぶ）を図 3.5 に示す。詳細は以下のとおりである。

従来電源

各地域には同じ構成の従来電源が設置されている状況を想定する。また、電源構成は信頼度評価の先行研究で多く用いられている Roy Billinton test system [52] を用いる。表 3.1 に各電源の特性を示す。

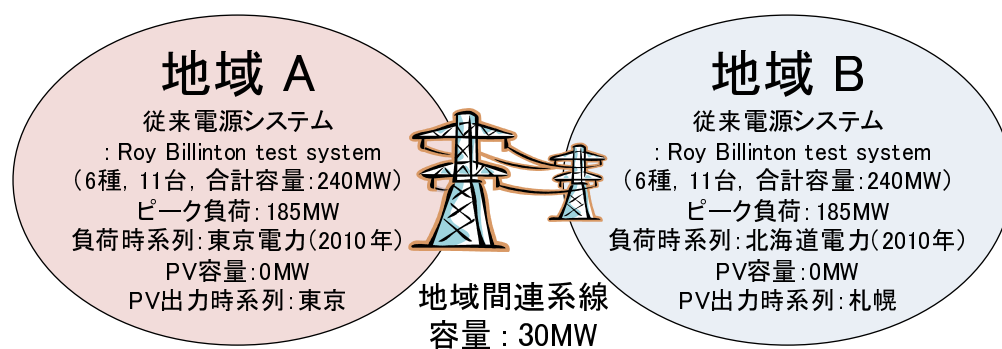


図 3.5: 2 地域系統の Base Case 設定

電力需要

各地域の系統負荷時系列としては、経済産業省 HP において公開されている全国 10 電力会社の 2010 年の電力需要実績 [53] の内、東京電力 (株) と北海道電力 (株) の需要実績データを、年間最大需要値が各条件における系統ピーク負荷値となるように係数倍したものをを用いた。図 3.6 に系統負荷時系列を示す。

RE 電源

本論文では RE 電源として PV を想定し、その発電出力の時系列データは、気象庁が発表している日射量実測データ [54] を元に生成した。具体的には、東京管区気象台 (1991 年～2003 年) ならびに札幌管区気象台 (1991 年～2007 年) における全天日射量一時間積算値に対して、PV 交流端発電効率 0.8 と PV 導入容量を乗ずることで作成した。試算に用いた全天日射量の月別の平均値・標準偏差を図 3.7 に示す。以上のモデルを用いると、PV の 1MW あたりの年間発電電力量は、東京と札幌でそれぞれ 975MWh と 985MWh となった。

表 3.1: 第 3 章における従来電源の特性

電源容量 [MW]	種類	強制停止率 (FOR)	台数
5	水力	0.010	2
10	火力	0.020	1
20	水力	0.015	4
20	火力	0.025	1
40	水力	0.020	1
40	火力	0.030	2

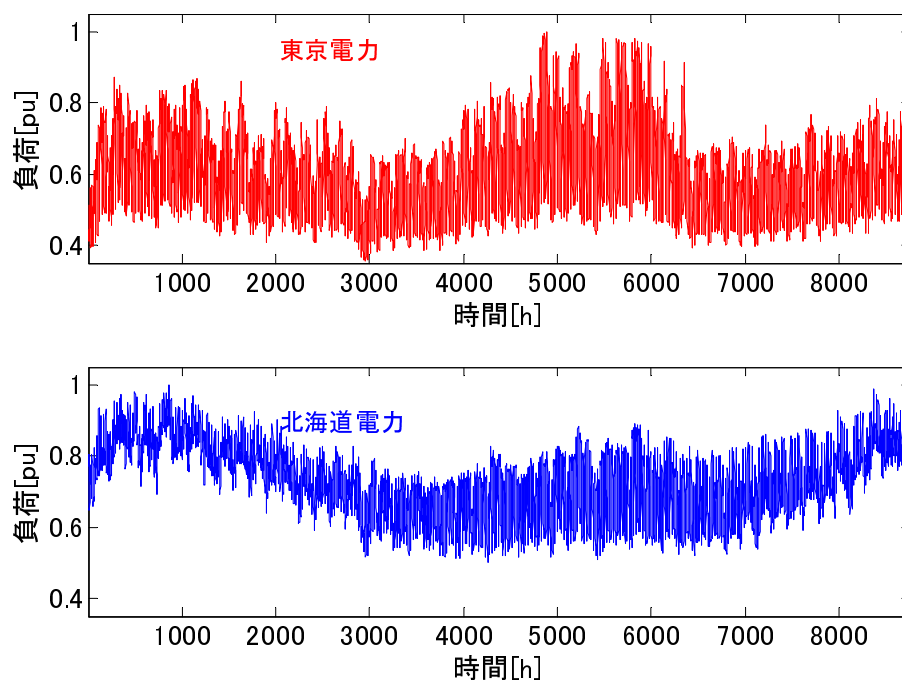


図 3.6: 系統負荷時系列

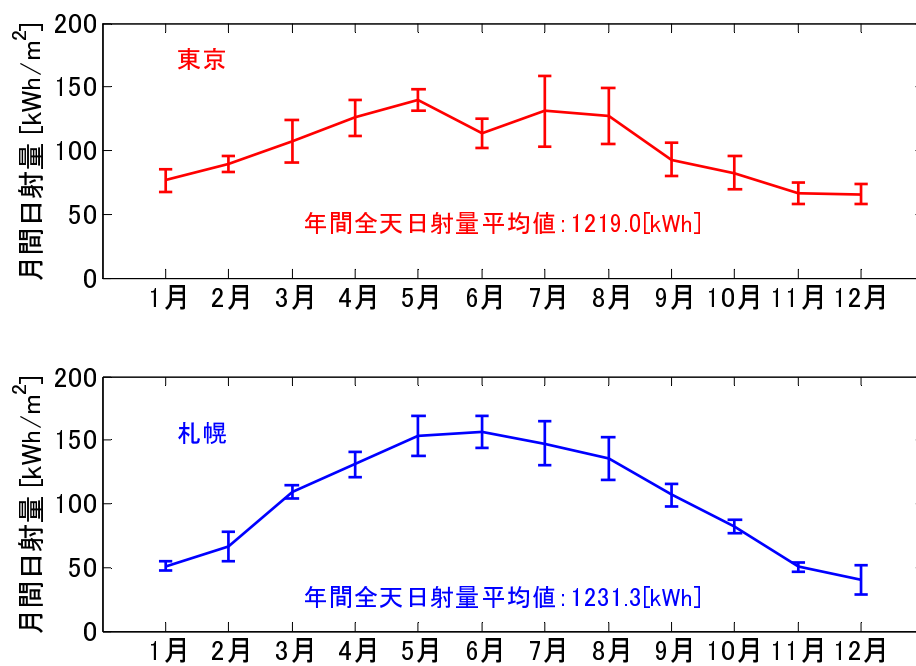


図 3.7: 全天日射量時系列

正味負荷生成方法

第 3.2 節で述べたとおり，提案手法では時刻同期のとれた系統負荷と RE 発電出力の時系列データから正味負荷を生成する必要がある。しかし，前述のとおり本試算で用いる系統負荷・RE 発電出力は計測年・年数が異なっている。そのため本論文では，1 年間の系統負荷時系列を RE 電源の計測年数分繰返し用いて正味負荷を生成することとした。したがって，今回の試算結果では天候と系統負荷の間の相関は厳密には反映されていないが，両者の時間帯別，季節別のトレンドの相関性についてはある程度反映されているとみなすことができる。このように作成した正味負荷の発生確率分布を図 3.8 に示す。

3.4.2 モンテカルロ法との比較

本節では提案手法の有効性を確認するために，供給信頼度評価で一般的に用いられている非時系列 MCS（詳細は付録 A ならびに文献 [55, 56] 参照）と評価結果の精度ならびに計算時間を比較する。

評価は，Base Case において各地域のピーク負荷を 230MW，地域 B の RE 電源導入量を PV50MW に変更した系統モデルを対象とした。総電源容量に対してピーク負荷の値を高めにしているが，これは停電発生確率を高くすることで MCS の収束速度を速めるためである。また MCS では 15 年分と 150 年分，そして解が十分収束するまでの試行を行い，SEM では離散値の刻み幅を 1MW と 100kW の 2 種類に対して行った。なお，すべての計算は Intel Core i7-3930K CPU 3.20GHz と 16.0 GB RAM を搭載した計算機を用い，

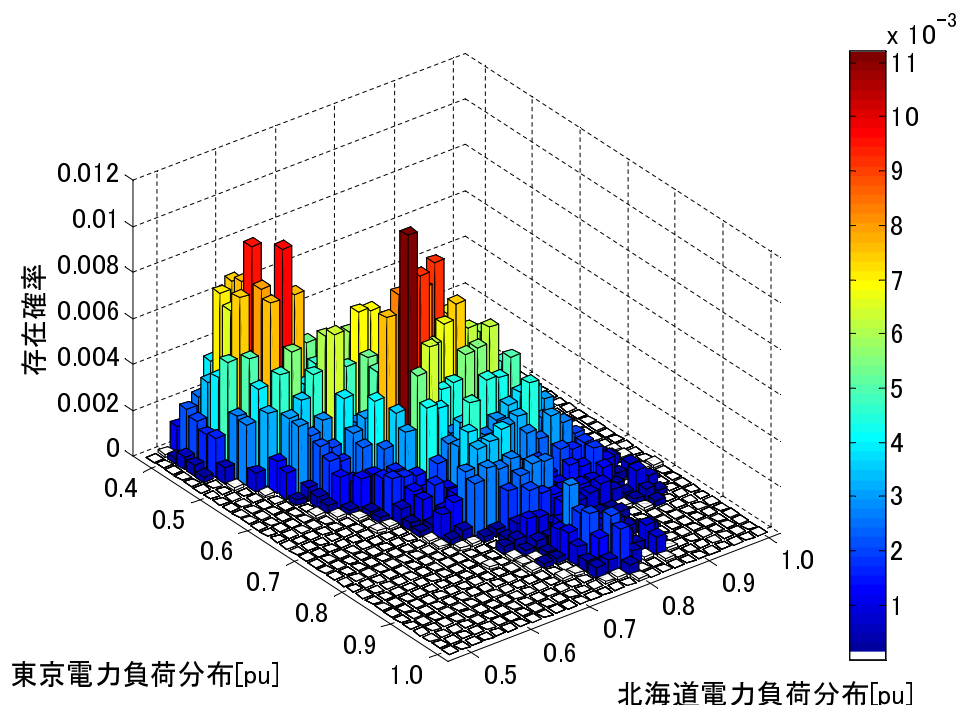


図 3.8: 正味負荷発生確率分布

Matlab 上で行った。表 3.2 に各評価結果を示す。同表より、十分な試行年数を行った MCS と SEM の結果はほぼ一致しており、また SEM の刻み幅が細くなるほど、MCS との誤差が少なくなっていることが解る。また計算時間を比較すると、MCS に比べて SEM のほうが非常に短い時間で解を得ており、MCS の計算時間を SEM と同等とするために試行年数を短くすると、解の精度が極端に悪化することが解る。以上のことから、提案手法が精度・計算速度の両面で有効であり、電源開発計画などへの適用も容易であることが解る。

提案手法の有効性が確認されたので、以下の評価ではすべて刻み幅を 100kW とした SEM を採用している。

3.4.3 再生可能エネルギー電源の ELCC 評価

本節では本章の提案評価手法の応用例の一つとして、RE 電源の供給信頼度の観点からの電源価値評価を行う。ここではまず、地域間連系線の容量が 0、すなわち非連系状態における RE 電源の電源価値を評価する。RE の電源価値については様々な考え方があるが、ここでは等価負荷供給能力 (Effective Load-Carrying Capability : ELCC) [57] によって評価することとする。ELCC は、RE 電源価値をアデカシーの観点で測る指標であり、ある容量の電源が導入されたときに、従前 (導入前) の供給信頼度を維持しつつ、どの程度の需要増まで対応可能かを表すものである。具体的な評価手順は以下のとおりである。まず、PV が導入されていない状態での信頼度 (以下、基準信頼度と呼ぶ) を評価する。次に、PV がある容量だけ導入された状態を想定し、基準信頼度と等しくなるまで全時間帯の需要を相似的に少しずつ上昇させる。このようにして求めた需要増加のうち、ピーク需要の上昇量を、当該 PV の ELCC として評価する。各地域における PV 導入前の基準状態におけるピーク需要を 185MW、PV 導入量を 50MW としたときの、ピーク需要と EENS の関係を図 3.9 に示す。なお、PV の出力時系列は地域 A では関東地方の、地域 B では北海道地方の実測データを用いた。図より、地域 B の ELCC は、地域 A の 4 分の 1 程度まで低下していることが解る。両地域における平均日射量はさほど変わらないにもかかわらず、このように両モデルにおいて大きな差が表れた大きな要因は、需要と PV 出力の等時性の違いである。関東地方の特徴をもつ地域 A では、ピーク需要が PV 出力の大きな夏季の昼間に発生しており、PV 導入による信頼度改善効果が大きい。一方、北海道地

表 3.2: 非時系列 MCS と提案手法 (SEM) の評価結果比較

		地域 A		地域 B		計算時間
		EENS [MWh/年]	LOLE [時間/年]	EENS [MWh/年]	LOLE [時間/年]	
MCS	15 年	33.011	3.200	57.257	5.867	3.5 秒
	150 年	35.909	3.193	54.213	5.133	34.8 秒
	812,500 年	39.849	3.274	53.832	5.030	61.8 時間
SEM	刻み幅 : 1MW	39.892	3.155	53.769	4.803	0.1 秒
	刻み幅 : 100kW	39.851	3.272	53.798	5.019	3.7 秒

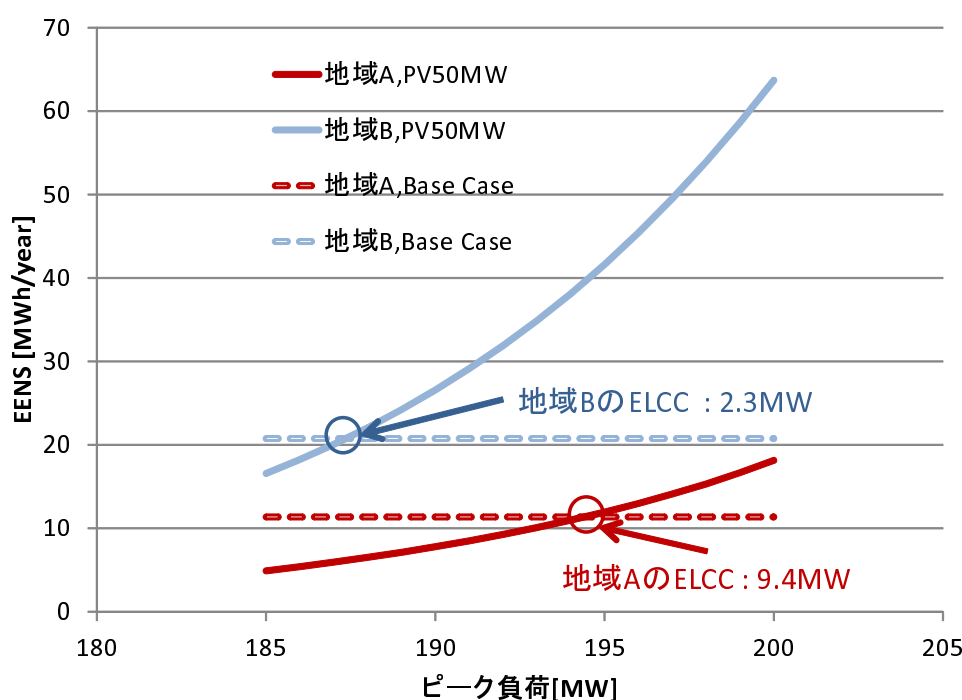


図 3.9: 単地域系統における PV 価値評価

方の特徴をもつ地域 B では、PV の出力があまり見込まれない冬季の夕方に需要がピークとなるため、PV 導入が信頼度向上に与える影響が小さく、関東モデルと比較して ELCC は低めの値と評価されることになる。

3.4.4 地域間連系線が与える供給信頼度への影響

本節では、地域間連系線の増設による信頼度向上効果が、各地域の正味負荷の特性にどのような影響を受けるのかを数値試算を通して考察する。評価する対象系統としては、図 3.5 に示した Base Case に加え、以下のように修正した 3 ケースを考える。

- 2 地域とも負荷時系列として東京電力の実測値を用いるケース（以下 Case_T）。
- 2 地域とも負荷時系列として北海道電力の実測値を用いるケース（以下 Case_H）。
- 各地域の負荷時系列は Base Case と同一だが、地域 B に PV を 50MW 導入するケース（以下 Case_PV）。

図 3.10 に、地域間連系線の容量を変化させた場合の EENS を示す（縦軸は対数目盛とされている）。図より、連系線容量の少ない領域（40MW 以下）では、すべてのケースにおいて連系線容量増加に伴い EENS が指数的に減少している様子が見て取れる。また、ある程度連系容量が増加すると、EENS が特定の値で一定となり、信頼度がそれ以上改善しなくなる傾向も観察される。この現象の原因を考察するために、地域間連系線が 0MW の時の Base Case における各地域の供給予備力の存在確率分布 $R(z)$ を、供給予備力 0MW 付

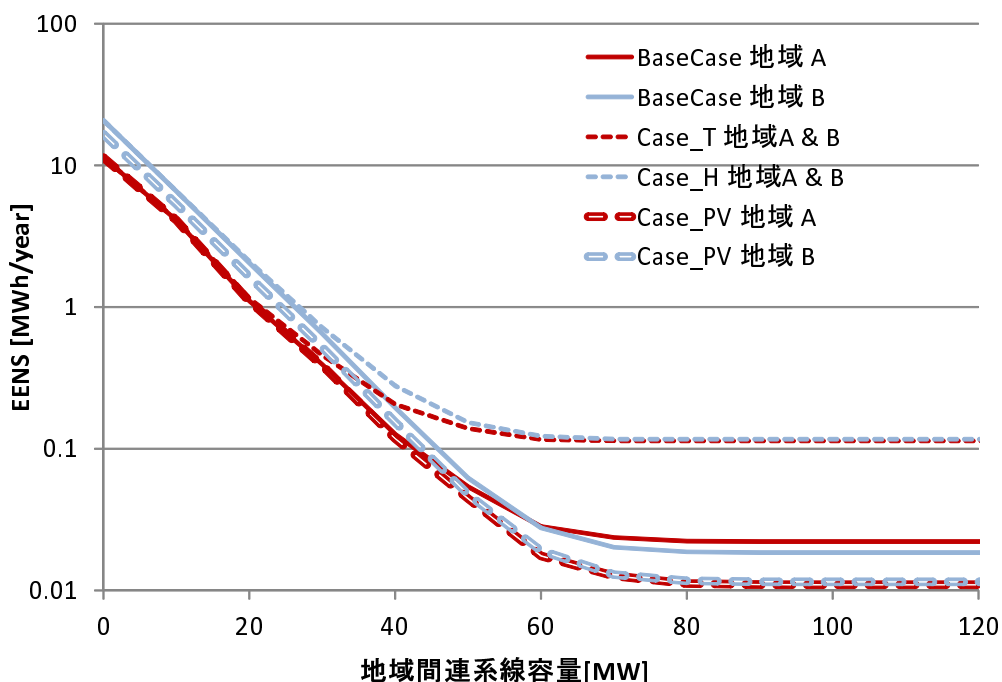


図 3.10: 地域間連系線による信頼度改善効果

近の拡大図も含めて示す。図 3.11 が地域 A の、図 3.12 が地域 B の $R(z)$ を表している。図より、両地域とも 40MW 以下の存在確率がほぼ存在しておらず、図 3.10 において 40MW 以上の地域間連系線の導入効果が少ないことと一致していることがわかる。このことから、連系線増設による信頼度改善効果には限界があると考えられる。次に、Base Case と Case_T, Case_H を比較すると、Base Case の EENS 改善限界値が Case_T, Case_H よりも低く、限界に達するまでの連系線容量も高いことがわかる。これは次のように説明できる。Case_T や Case_H では 2 地域の負荷時系列特性が全く同一であるため、互いに高負荷時に他地域からの応援可能容量を見込めない。結果、供給予備力が不足しがちな時間帯に大量の電力融通を期待することが出来ないため、連系線増設のメリットがあまり見込めない。一方、両地域で正味負荷が大きくなる時間帯が異なる Base Case では、大容量の連系線を確保することで相補的に助けあうことができるため、連系線増設の効果が大きく表れることになる。最後に Case_PV の結果を Base Case と比較する。PV が直接導入される地域 B に着目すると、PV 導入による正味負荷削減と時系列の特性変化によって、全体的に EENS が削減され、改善限界値もより低い値となっている。また地域 A については、連系容量が少ない時には両ケースでほぼ同じ信頼度となっているが、連系容量が大きくなると地域 B と同様に Case_PV の方に信頼度のさらなる改善がみられる。このことから、連系線容量が少ない場合には他地域における PV 導入が当該地域の信頼度には大きな影響を与えないが、連系容量が大きい場合には、他地域の PV 導入の影響が少なからず現れることを意味している。

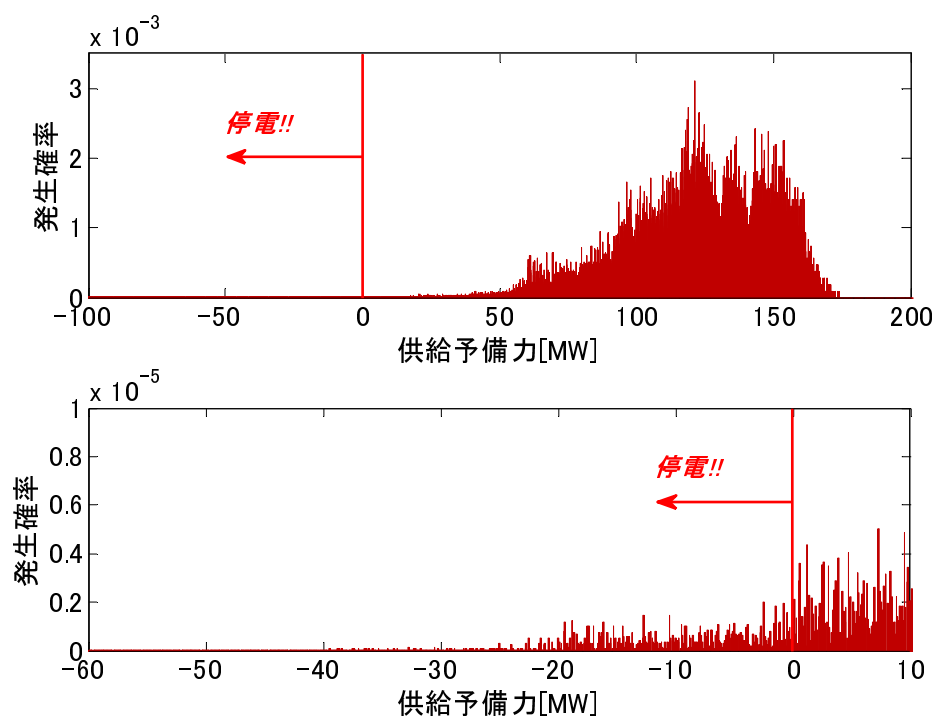


図 3.11: 地域Aの供給予備力存在確率分布

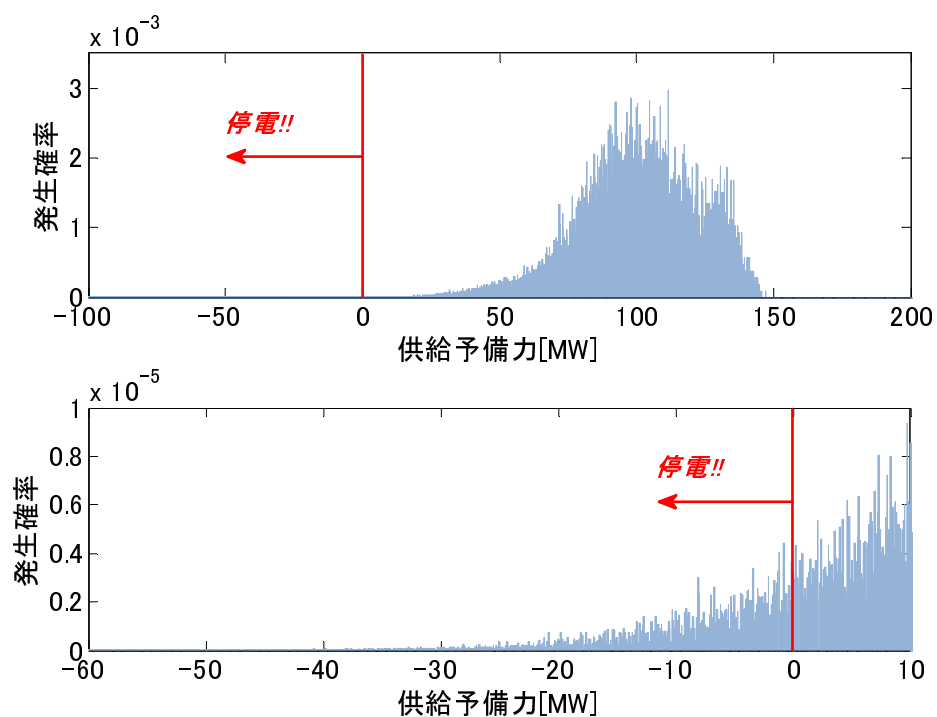


図 3.12: 地域Bの供給予備力存在確率分布

3.4.5 地域間連系線が与える再生可能エネルギー電源の ELCC への影響

本項では、地域間連系線の有無が RE 電源価値に与える影響を評価、考察する。電源価値の指標としては第 3.4.3 項と同様に ELCC を用いる。なお、2 地域連系モデルにおける ELCC の評価では、該当地域における供給信頼度が基準信頼度と等しくなるまで当該地域の需要のみを増加させることとし、他地域の需要は変化させないこととし、基準信頼度は PV0MW、地域間連系線 0MW の時の評価結果とした。表 3.3 に各地域における PV と地域間連系線の各組み合わせの ELCC を示す。以下に本稿で考慮する ELCC の各ケースを示す。

- 評価対象地域に PV50MW のみ導入されたケース（以下 Case_1）。
- 2 地域間連系線 90MW のみ導入されたケース（以下 Case_2）。
- 評価対象地域に PV50MW と地域間連系線 90MW 両方導入されたケース（以下 Case_3）。

Case_1 の ELCC と、Case_3 と Case_2 の ELCC の差分を比較することで、地域間連系線導入による PV の ELCC の変化を確認する。この試算結果では、地域間連系線があるときに、地域間連系線がないときと比較して、地域 A では PV の ELCC は減少し、逆に地域 B では ELCC が増加している。これは、PV の ELCC は、PV 出力と他地域の需要の等時性に依存するためである。最初に地域 A の ELCC の変化を考察する。北海道地方の特徴をもつ地域 B の系統負荷にとって、PV 出力がピークとなる夏季は比較的低負荷な時期であり、地域 A への高い応援電力量が期待できる。つまり、地域間連系線による応援電力融通を考慮することで、PV が導入されてない状態ですでに夏季の昼間の停電電力量は十分削減されるため、PV 導入による信頼度改善効果は相対的に低くなってしまう。また、地域 B の ELCC の変化を考察すると、関東地方の特徴をもつ地域 A からの応援電力量は、夏季以外の時期に比較的高くなる。つまり、地域間連系線による応援電力融通を考慮することで、夏季以外の時期の EENS が大幅に削減されるが、夏季の EENS はほとんど削減されず PV 導入による夏季の EENS 削減の絶対量はほぼ変わらないため、PV の信頼度改善効果は相対的に上昇する。

表 3.3: 地域間連系線の有無による ELCC の変化

	連系線容量 [MW]	評価対象地域 の PV 容量 [MW]	地域 A の ELCC [MW]	地域 B の ELCC [MW]
Case_1	0	50	9.4	2.3
Case_2	90	0	70.0	78.8
Case_3	90	50	78.7	83.3
Case_3 - Case_2			8.7	4.5

3.5 まとめ

本章では、RE 電源の大量導入に対応した供給信頼度評価手法の開発を行った。今後の系統設備計画では、発電量が天候に大きく影響される太陽光発電や風力発電が、電力系統の供給信頼度にどれほど貢献することができるのか、つまり kW 価値を評価する必要がある。RE 電源はその間欠性から従来電源と同様の供給力として見込むことは現実的ではない。しかし、季節や時間帯によってある程度の出力予測が可能であるという、どちらかという電力需要に近い特性を持っているため、負の値の負荷として取り扱えば、従来の評価手法への応用が比較的容易となる。

そこで、系統負荷から RE 発電量を差し引いた値である正味負荷という概念を用いて、状態列挙法に基づいた新たな供給信頼度評価手法を開発した。さらに、地域偏在性の高い RE 電源の導入から現在注目が集まっている、地域間連系線で接続された二つの電力系統間の緊急時電力融通も考慮可能となるように手法を拡張し、地域間連系線の増設によって 2 地域の供給信頼度や RE 電源の kW 価値が受ける影響も評価可能とした。開発された評価手法の有効性を確認するために、一般的な従来手法である非時系列モンテカルロ法と評価結果の比較を行い、モンテカルロ法よりも短い計算時間で高い精度を持つことを確認した。これより、従来手法では難しかった、長期的不確実性を考慮した電源開発計画シミュレーションや送電網開発計画シミュレーションにおいて、供給信頼度評価を組み込むことが現実的となった。さらに、提案手法の応用例の一例として北海道地方モデルと関東地方モデルにおける PV の kW 価値を ELCC を用いて評価した。そこで、負荷ピークが冬の夕方に発生する北海道地方では関東地方に比べて PV の kW 価値が少ないことが示され、系統負荷や気象状況の特性の異なる地域では RE 電源価値が大きく異なることを確認した。最後に、地域間連系線の増設によって各地域の PV の ELCC がどのように変化するのかを確認した。地域間連系線の導入により、2 地域の正味負荷の特性の違いが補間され、互いの ELCC の値が近づくことが確認された。

第4章 再生可能エネルギー電源の大量導入に対応した電源開発計画

4.1 評価対象

本章で取り扱う電源開発計画シミュレーションは、従来型のピーク電源のみに着目し競争環境の再現を目的とした第一章とは異なり、今後大量に導入されるであろう RE 電源の影響を評価するために、現在の日本の電気事業の体系を想定し、電力系統のモデル化を行った。図 4.1 にその概要を表す。

固定価格買取制度

日本では、RE 電源の導入促進政策として、「固定価格買取制度」が 2012 年 7 月より新たに施行されている。この政策のもと、一般電気事業者以外の発電事業者や一般家庭によって発電された全 RE 発電電力は、一般電気事業者によって一定の期間、固定価格で買い取られる。本章では太陽光発電と風力発電に本制度が適用されると想定する。

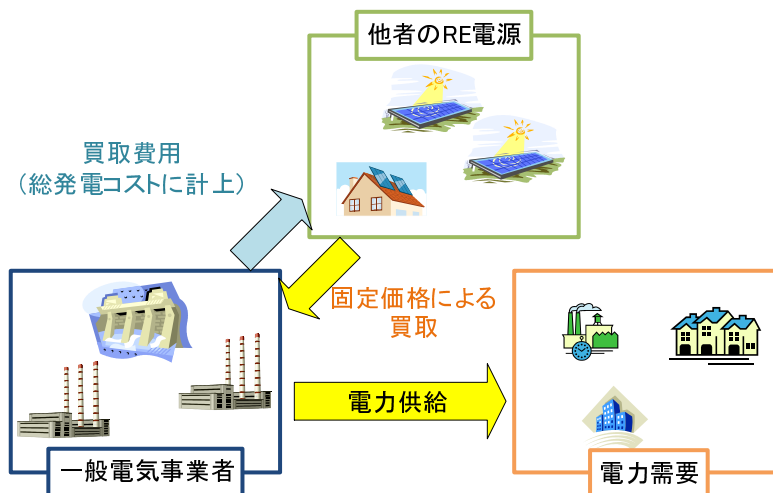


図 4.1: RE 電源大量導入に対応した電源開発計画

一般電気事業者

本章では、電力系統の運用に対しては一般電気事業者が責任を負っている状況を想定する。したがって、一般電気事業者は将来の電力需要成長の予測に基づき、供給信頼度を維持しつつ発電コストが最小となるように電源開発計画を決定しなくてはならない。その際、RE 発電電力の買い取りに伴うコストは電源開発計画の総コストの一部として計上する。また、一般電気事業者以外による RE 導入量は、長期的不確実性として取り扱う。また、昨今の情勢を鑑みると、温暖化ガス排出量（Emission of Greenhouse Gas：以下 EGHG）の削減も電源開発計画にとって重要な要素の一つであると考えられる。一般電気事業者は、経済合理性、環境への影響ならびに供給信頼性の間のトレードオフを考慮しながら、最適な電源開発計画を決定しなくてはならない。本章では、一般電気事業者が選択可能な行動オプションを以下のように仮定する。

- LNG 火力発電所の建設
- 大規模太陽光発電所（メガソーラー）の建設
- 稼働中の石炭火力発電所や石油火力発電所の年間にわたる停止

4.1.1 期待総発電コスト

年間発電コスト $Cost$ [円] の内訳としては、年間可変費 [円]、年間固定費 [円]、年間建設費 [円]、年間買取費 [円] の 4 つの費用を考える。年間可変費は電源種ごとの発電量に発電単価を掛け合わせることで求められる。ここで、発電単価は燃料費単価と運用費単価の和である。次に、年間固定費は電源種ごとの総容量に固定費単価を掛け合わせることで求められる。ここで、固定費単価は保守点検費用や人件費等で構成されている。年間建設費は、電源の建設にかかわる総費用を、割引率 dr を考慮しながら減価償却年で分割して支払う、減価償却費として扱う。各電源種の年間発電量は簡易的な経済負荷配分（Economic Load Dispatch：以下 ELD）によって決定される。簡易 ELD の概要を図 4.2 に示す。簡易 ELD ではまず、FOR（第 3.2 節 pp. 43 参照）と計画停止率（Scheduled Outage Rate：SOR）

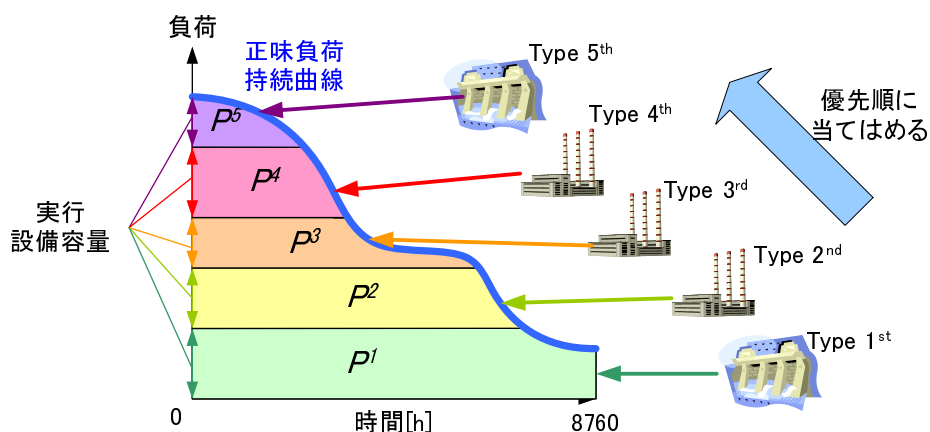


図 4.2: 簡易経済負荷配分

から、稼働率 UR を次式により求める。SOR は定期点検等によって計画的に停止させなくてはいけない期間の年間存在割合を示した値である。

$$UR = 1 - (FOR + SOR) \quad (4.1)$$

各電源の設備容量に、8760 時間ならびに上記の UR を乗じたものを、当該電源の年間発電可能電力量とする。次に、経済性や制御応答性等を考慮してあらかじめ設定されている優先順位に従って、図 4.2 に示すように各電源の実効設備容量を積み上げて負荷持続曲線に当てはめることで、各電源の発電電力分担を算出する。ここで、実効設備容量とは、実際の設備容量以下で、かつ、図 4.2 のように発電電力分担を割り当てた場合に、年間発電可能電力量を超えることがない最大の設備容量を意味する。

4.1.2 供給信頼度制約と EGHG 制約

供給信頼度制約

本論文で取り扱うような複数の推移シナリオを考慮する電源開発計画では、供給信頼度を測る指標として設備率を用いるのが一般的である。設備率とは、系統全体の供給力を年間ピーク負荷で割ることで得られる値である。しかし、負荷のピーク値のみ評価するこの指標では、間欠性電源である RE 電源を供給力として考慮することができず、RE 電源が大量に導入される今後の電力系統の信頼度を正確に評価することができない。そこで本論文では、供給信頼度を測る指標として停電電力量期待値 EENS を用いる(第 3.2 節 pp. 43 参照)。本章の電源開発計画では、全推移シナリオの各年において、年間 EENS が定められた上限値を超えてはいけないとする制約(以下、供給信頼度制約)を課すことを考える。すなわち、

$$EENS_{t,s} < EENS_{limit} \quad (t=1,\dots,T, s=1,\dots,S) \quad (4.2)$$

ここで、 $EENS_{t,s}$ は推移シナリオ s の t 年目における年間 EENS [MWh/年]、 $EENS_{limit}$ は年間 EENS の上限値 [MWh/年] を示している。各条件における供給信頼度評価は第 3.2 節で提案された評価手法を用いる。

温暖化ガス排出量 (EGHG) 制約

本章の電源開発計画では、全推移シナリオのある年以降において、年間の EGHG が、定められた上限値を超えてはいけないとする制約(以下、EGHG 制約)を課す。すなわち、

$$EGHG_{t,s} < EGHG_{limit} \quad (t=T', \dots, T, s=1, \dots, S) \quad (4.3)$$

ここで、 $EGHG_{t,s}$ は推移シナリオ s の t 年目における温暖化ガス排出量 [t-CO₂]、 $EGHG_{limit}$ は温暖化ガス排出量上限値 [t-CO₂]、 T' は本制約条件が有効となる最初の年を示している。年間温暖化ガス排出量 $EGHG_{t,s}$ は年間可変排出量 [t-CO₂]、年間固定排出量 [t-CO₂]、年間建設排出量 [t-CO₂]、年間他者建設排出量 [t-CO₂] の 4 つから構成される。年間可変排出量は、各発電機の年間発電量 [kWh] によって変化する排出量を示し、燃料の燃料による排出等で構成される。また、年間固定排出量は、発電量によらず設備容量 [kW] によって決定

される排出量を示し、建設補修や機械修理による排出等で構成される。なお、電源建設にかかわる排出量は、減価償却年数で分割して、年間あたりの排出量として計算している。

4.1.3 電源開発計画問題の定式化

第2章の電源開発計画では総期待利益の最大化が目的であったが、本章では対象となる投資行動決定者が一般電気事業者のみであることを鑑み、総発電コスト期待値の最大化を目的とする。本章で取り扱う、長期的不確実性を考慮した一般電気事業者の期待総発電コスト $mean TCost$ 最小化問題は次の通りに定義することができる。

$$\min_{\mathbf{D}} mean TCost = \sum_{s \in S} p_s \left[\sum_{t=1}^T \frac{Cost_{t,s}(\mathbf{D}_{t,s}, \mathbf{S}_{t,s})}{1 + dr/100} \right] \quad (4.4)$$

ここで、 $\mathbf{D}$ は LNG と PV の開発計画、石炭と石油発電所の停止判断、 $\mathbf{S}$ は需要成長と他者による RE 電源導入量の長期的変動が該当する。本章では第2章でも用いた SDP（第2.2.3項参照）によって、供給信頼度制約と EGHG 制約を全推移シナリオで満たしつつ、発電コスト期待値が最小となる投資行動の評価と考察を行う。

4.2 試算条件

本章では、モデル系統に提案手法を適用した電源開発計画の試算結果を紹介する。想定するモデル系統は前章の供給信頼度評価の試算でも用いた Roy Billinton test system [52] を元に設計している。また、系統負荷や RE 発電量、ピーク負荷に対する RE 導入量の割合等は北海道地方を想定して設定している。

4.2.1 従来電源

モデル系統で用いられている電源の仕様を表4.1に示す。初年度における従来電源の総

表 4.1: 第4章における従来電源の特性

優先順位	種類	単機容量 [MW]	強制停止率 (FOR)	計画停止率 (SOR)	初年度台数	備考
1	水力	40	0.020	2/52	1	
2	水力	20	0.015	2/52	2	
3	石炭	40	0.030	2/52	2	年間停止可能
4	LNG	20	0.025	2/52	1	新設可能
5	石油	10	0.020	2/52	1	年間停止可能
6	水力	20	0.015	2/52	2	
7	水力	5	0.010	2/52	2	

発電容量は240[MW]である。また、表の左端の順位は簡易ELDにおける優先順位を示している。流れ込み式水力発電機は最も優先順位の高いベース電源と想定している。火力発電機群は、石炭、LNG、石油の順に燃料費が高くなり、最後に高い調整力を持つ水力をピーク負荷対応用として想定している。各電源種の可変費単価、固定費単価、建設単価は政府エネルギー・環境会議の報告書[2]を元に表4.2のように設定している。各電源種の可変排出源単位、固定排出原単位、建設排出原単位は電力中央研究所[58]やNEDO[59]の報告書を元に表4.3のように設定している。一般電気事業者はEGHGを削減するために、石炭と石油火力発電の年間停止を選択することができる。停止された電源については、当該年は以下の取り扱いとしている。

表 4.2: 各電源種のコスト単価

種類	可変費単価 [円/kWh]		固定費単価 [百万円/MW/年]	建設単価 [百万円/MW/年]
	燃料費	運用費		
水力	0	0	8.706	63.219
石炭	3.47 ⁴	0.6	8.489	17.106
LNG	6.61 ⁴	0.29	4.608	8.925
石油	10.84 ⁴	1.99	6.681	14.131
太陽光 ¹ (一般電気事業者 ²)	0	0	10.146	29.750
太陽光 ¹ (他者 ³)	40 ⁴ (買取価格)			
風力 (他者)	40(買取価格)			

表 4.3: 各電源種の排出原単位

種類	可変排出源単位 [kg-CO ₂ /kWh]	固定排出源単位 [t-CO ₂ /MW/year]	建設排出原単位 [t-CO ₂ /MW/year]
水力	0	14.3	72.547
石炭	0.921	37.6	27.047
LNG	0.540	29.2	20.125
石油	0.731	31.5	20.431
太陽光 (一般電気事業者)	0	0	97.867
太陽光 (他者)	0	0	81.493
風力 (他者)	0	0	161.44

¹多結晶シリコン、モジュールリサイクル考慮せず

²業務用 100%を想定

³業務用 20%, 家庭用 80%を想定

⁴初年度値

- 年間発電量は 0MWh に固定される。結果、その年の可変費は 0 円、可変排出量は 0t-CO₂ となる。
- その年の固定費、固定排出量は通常の半分の値となる。
- 発電可能容量は 0MW となる。つまり、信頼度評価では供給力として考慮されず、信頼度低下の要因となる。

また、LNG の建設リードタイムを 5 年とする。

4.2.2 電力需要

系統負荷は、前章でも参考とした経済産業省 HP の電力需要実績 [53] の内、2010 年 4 月から 2011 年 3 月までの北海道電力の需要実績データを用いる。図 4.3 に系統負荷時系列を示す。年間最大需要値が SDP の推移シナリオにおける系統ピーク負荷となるように係数倍することで、需要成長後の系統負荷をモデル化する。なお、初年度のピーク負荷値は 185MW とする。

4.2.3 RE 電源

RE 発電出力の時系列データは、前章でも参考とした気象庁が発表している各観測地点の実測データ [54] を元に生成する。用いる実測データの観測期間は 1991 年から 2007 年までの 17 年間である。太陽光発電出力の時系列データは第 3.4.1 節を参考されたい。本節では風力発電出力の時系列データの作成要領に関して説明する。まず、風力発電の適地として考えられる留萌の観測所における 1 時間ごとの 10 分移動平均風速（図 4.4）に対して、測定高からハブ高さへの高さ補正を掛ける。具体的には次式を用いる。

$$V_H = V_h \left(\frac{H}{h} \right)^{1/n} \quad (4.5)$$

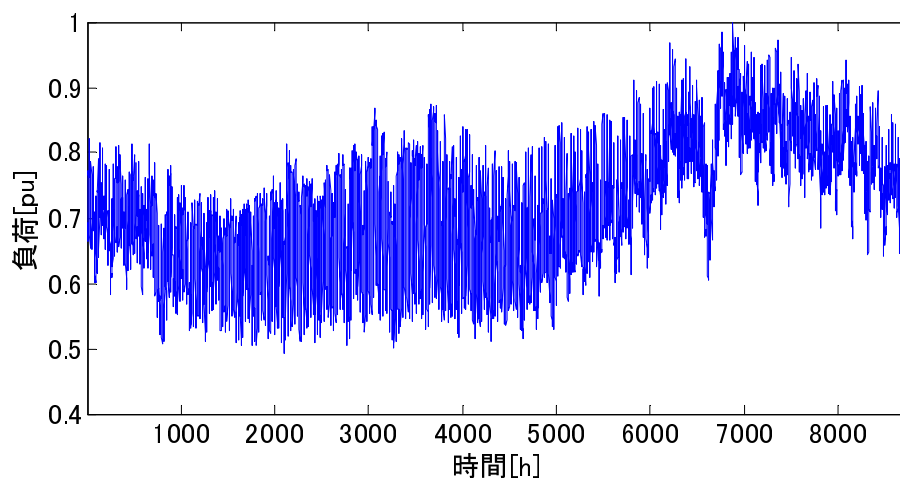


図 4.3: 系統負荷時系列

ここで h と H は観測地点とハブの高さ [m], V_h と V_H は観測された風速と補正後の風速 [m/s] である。 n は高さ補正における「べき値」を表しており、地上状態により異なる値を持つが、本論文では平均的な値である5を用いる。このように補正を掛けた風速データを、風車のパワーカーブに代入することで、単機（本論文では2MWの定格容量を想定）の出力データを作成し、これを風力発電導入容量相当になるよう逡倍することで最終的な風力発電出力データを作成する。なお、留萌の観測所における風速測定高は29mであり、風車のハブ高さを80mと想定すると、式(4.5)右辺の高さ補正係数は約1.23となる。また、風車のパワーカーブは文献[60]に示されているもの(図4.5)を使用する。以上のモデルを用いると、1MWあたりの風力の年間発電電力量は2374MWhであり太陽光(985MWh)の約2.4倍の発電量となった。一般電気事業者が新設することができるRE電源は太陽光発電(メガソーラー)のみであり、またその容量は2MW、リードタイムは1年とする。

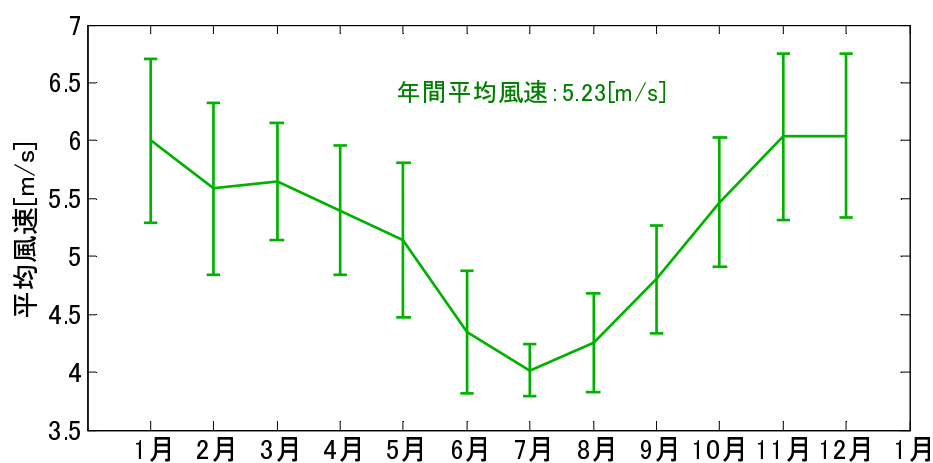


図 4.4: 平均風速時系列

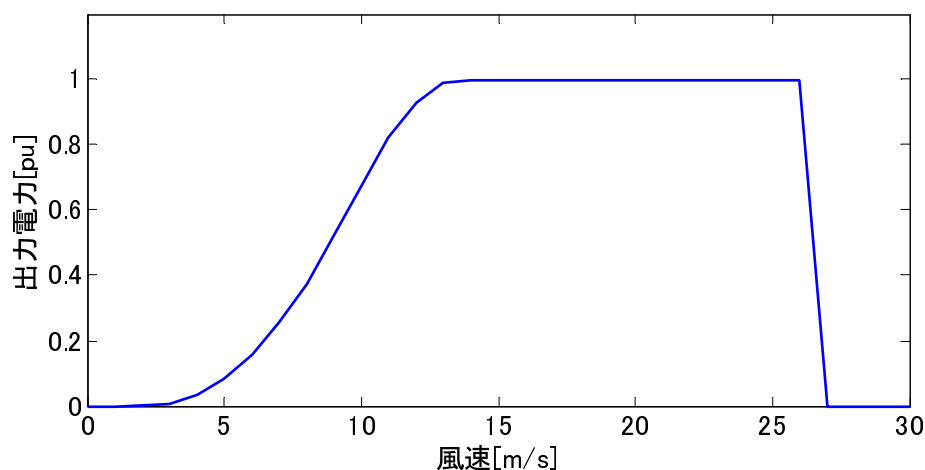


図 4.5: 風車パワーカーブ

4.2.4 その他の設定

計画期間 T は 10 年とし、その間に建設できる LNG 発電所は最大 5 台、メガソーラーは最大 10 台とする。また、同じ年に同じ種類の発電所の建設は 2 台まで可能とする。つまり、単年で最も多く増設できる選択肢は LNG 発電所 2 台とメガソーラー 2 台の同時建設となる。割引率は第 2 章と同値である 1.4% とする。計画期間中、火力発電の燃料単価、太陽光の建設単価、RE 発電出力の買取価格は単一シナリオで変動し、他の発電コストや EGHG の排出原単位は固定とする。図 4.6 に各種発電コストの単一変動シナリオを示す。EGHG 制約は 8 年目から適用される。また建設費用や EGHG の償却期間は 15 年間とする。また、評価期間前半の供給信頼度を維持するため、3 年目に LNG 電源を一台建設することがすでに確定しているものとする。

4.3 試算結果

4.3.1 供給信頼度制約と EGHG 制約の影響

本節では、EENS と EGHG 上限値をパラメータとして変更した場合に、電源開発計画に与える影響を評価する。なお、太陽光発電は一般電気事業者によるメガソーラー建設のみを考慮し、一般電気事業者以外の RE 電源導入は考慮しない。すなわち本節での評価では不確実性は需要成長のみである。今回の試算で用いる需要成長の設定は付録 B の表 B.1、図 B.1 を参照されたい。

10 年間の総停電量期待値と期待総発電コストの関係を図 4.7 に、10 年間の EGHG 積算

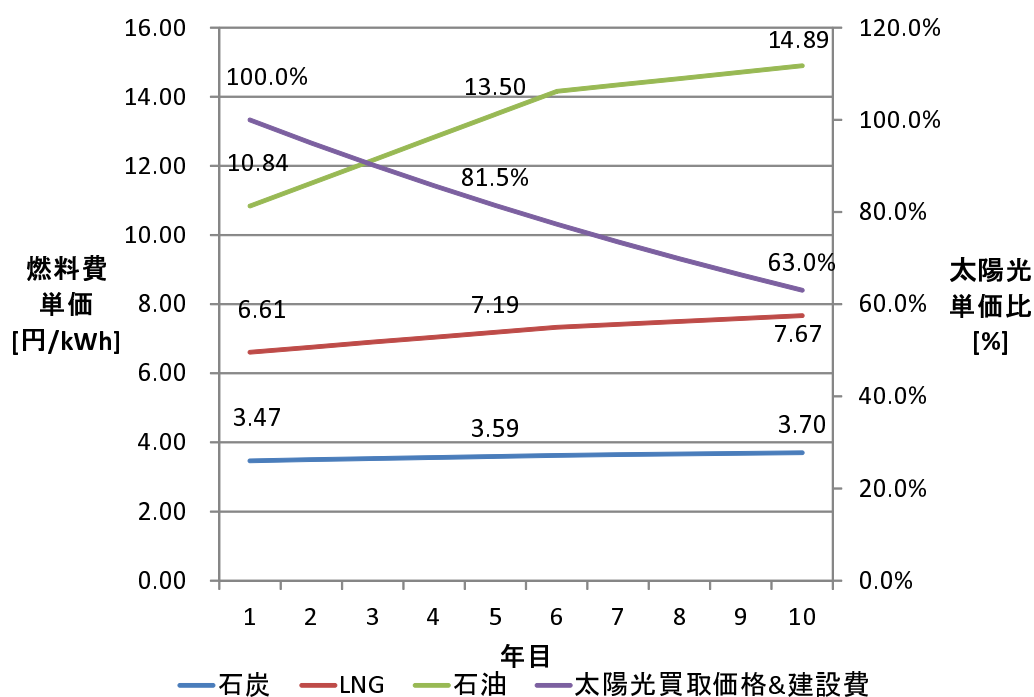


図 4.6: 各種単価の推移シナリオ

期待値と期待総発電コストの関係を図 4.8 に示す。以下では、各制約条件が電源開発計画に及ぼす影響を個別に考察する。

供給信頼度制約の影響

図 4.7 より、要求する供給信頼度が高くなる（EENS 上限値が低くなる）につれて、期待総発電コストが高くなっていることがわかる。これは、供給信頼度を向上させるためには、一般電気事業者はより多くの総発電容量を保有する必要がある、新規電源の建設機会増加が、最終的なコスト増加に繋がったと考えられる。なお、図 4.8 より、供給信頼度制約の変化は EGHG 積算値にはほとんど影響を与えないことがわかる。

なお、図 4.7 で示されている EENS 積算値は年間 EENS 制約値に 10 年をかけた値に比べてかなり低い値となっている。これは図 4.7 では EENS の期待値を示しているためであり、全推移シナリオ中の最大値は制約値とほぼ同一となっていることを確認している（電源投資行動が離散値で決定されるため、最大値は制約値と完全に一致することはない）。

EGHG 制約の影響

図 4.7、図 4.8 より、EGHG 制約が厳しくなると、期待総発電コストが高くなっていることがわかる。これは以下のように考えられる。一般電気事業者は EGHG を削減するために排出原単位の高い石炭火力機を停止させなくてはならない。しかし、比較的発電単価の安い石炭火力機が元々負担していた需要を、より発電単価の高い石油・LNG 火力機で

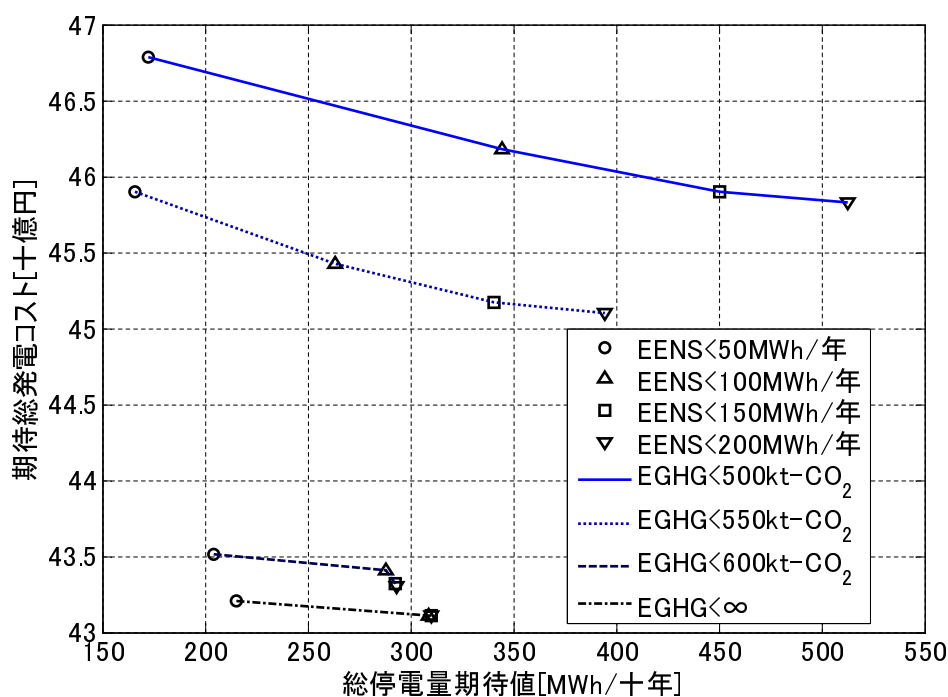


図 4.7: 制約が電源開発計画に与える影響 - 総停電期待値と期待総発電コスト -

補う必要がある。さらに一般電気事業者は、EENS 制約を満たすためには停止させた石炭火力の容量相当の発電可能量を代替 LNG 火力機の新設によって確保しなくてはならない。これらの投資行動の変化が総発電コストの増加に繋がったと考えられる。

なお、前項と同様に図 4.8 は EGHG の期待値を示しているため、EGHG 制約値に 10 年をかけた値よりも低い値となっている。

4.3.2 RE 電源大量導入の影響

ここでは事業者以外の事業者による RE 電源導入が電源開発計画に与える影響を評価・考察する。すなわち本節の評価では、需要成長と RE 電源導入量の二種類の不確実性を考慮することになる。そのため、SDP におけるイベントツリーの次元は、前節の状況では 2 項格子過程であったのに対し、 2^2 格子過程に拡張される。

ここでは比較のため、以下の 4 ケースについて電源開発計画を評価する。

- RE 電源は一般電気事業者のメガソーラー建設のみ考慮するケース（以下 No RE Case）。これは前節と同様の条件である。
- 一般電気事業者以外の RE 導入として、太陽光発電のみを考慮する場合（以下 PV Case）。
- 一般電気事業者以外の RE 導入として、風力発電のみを考慮する場合（以下 WF Case）。

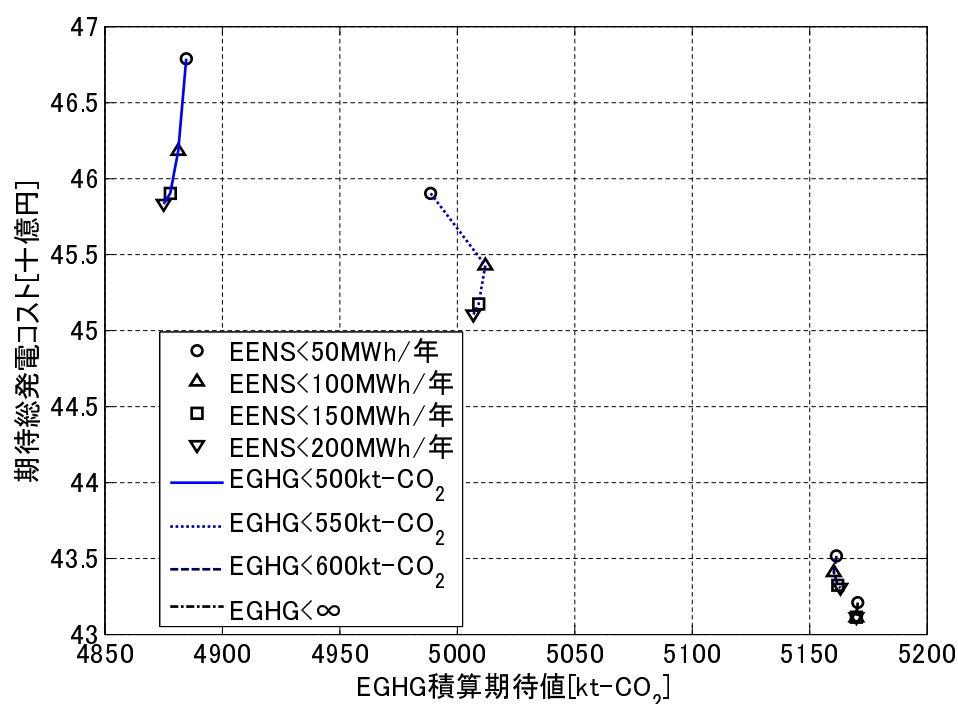


図 4.8: 制約が電源開発計画に与える影響 -EGHG 積算期待値と期待総発電コスト-

- 一般電気事業者以外の RE 導入として、太陽光発電と風力発電の両方を考慮する場合（以下 PV+WF Case）。

なおここでは、太陽光発電と風力発電の導入量遷移は互いに独立ではなく、RE 導入量という同一の要素として取り扱う。RE 電源各種の導入量パラメータは、北海道地域におけるピーク負荷値に対する導入量比率を再現するように、参考資料 [61]-[63] をもとに決定した。各種パラメータ値と格子過程は付録 B の表 B.1, 図 B.2, 図 B.3 を参照されたい。

EGHG 制約を 500kt-CO₂ とした場合の結果を図 4.9 と図 4.10 に示す。まず、No RE Case と PV Case を比較すると、PV Case では期待総発電コストが増加していることがわかる。これは、PV 発電出力の高額な買い取りによって、一般電気事業者の経済性が圧迫されていることに由来する。一方 No RE Case と WF Case を比較すると、PV case ほどコスト増とはなっていない。これは、風量発電は太陽光発電にくらべて買取料金が安価に設定されているためである。また風力発電は想定している将来導入量や年間発電量も多いので、EGHG を効果的に削減できている。さらに PV+WF Case では、上記の PV Case と WF Case の両方の特徴、すなわち期待総発電コストは高いが、EGHG は低く抑えられている様子が見て取れる。すなわち、今回の想定条件では、一部を除き、No RE Case が総発電コストの観点からは最も経済的であるといえる。ただし、EENS 制約が 50MWh/年未満の条件では WF Case が最も安くなっているが、これは、風力発電に対する買取料金によるコスト増よりも、後述する風力発電による信頼度改善に伴う LNG 建設費減少が上回った結果であり、買取料金や LNG 建設費等の想定パラメータに依存することに注意されたい。

次に、RE 電源の大量導入が LNG 建設量に与える影響を考察する。表 4.4 に各条件にお

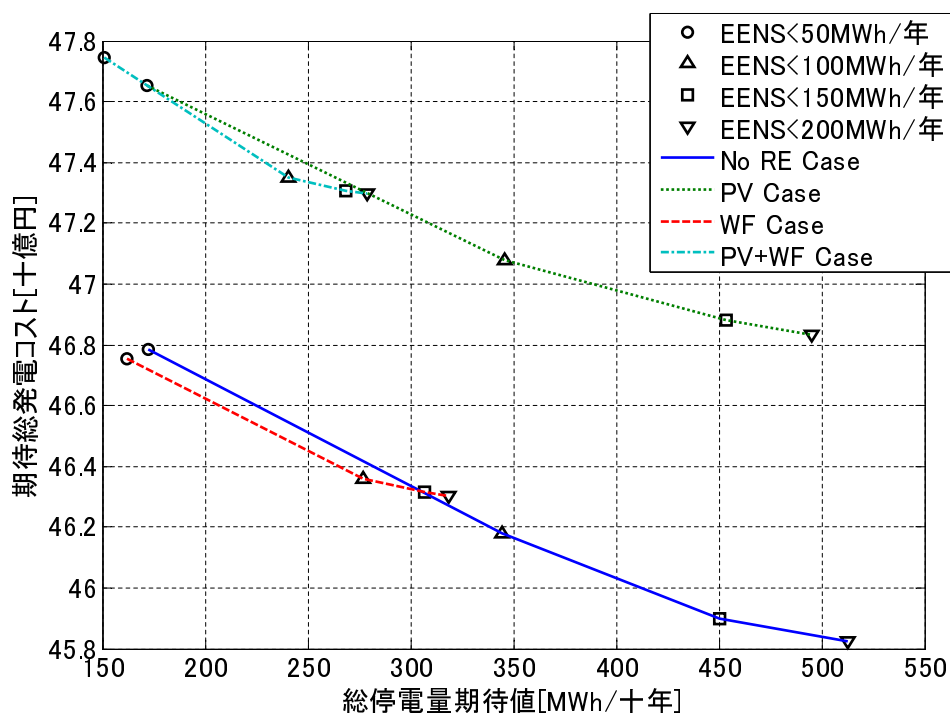


図 4.9: RE 電源の導入が電源開発に与える影響 - 総発電期待値と期待総発電コスト -

いて評価期間中に建設される LNG 発電の合計増設量の期待値を示す。表より、EENS 制約が厳しい条件下（50MWh/年未満）における PV Case や WF Case, PV+WF Case では、No RE Case と比較して LNG 増設量が大きく減少していることがわかる。これは、RE 電源の大量導入が EGHG の削減だけでなく、供給信頼度の維持・向上にも寄与し、EENS 制約を満たすための LNG 建設が回避できたことによると考えられる。上記の考察の補足として、LNG 増設が行われないと想定した場合の各ケースにおける 10 年目の EENS の全推移シナリオの平均値と最大値を表 4.5 に記載する。なお、LNG 建設以外の行動（石油、石炭の年間停止、メガソーラー建設）は EGHG 制約が 500kt-CO₂ 未満、EENS 制約が 50MWh/年未満となる条件で LNG 建設を考慮した場合の行動を反映している。表 4.5 より、LNG が建設されていない場合はすべてのケースで EENS 制約を満たしていないことがわかる。全推移シナリオにおいて制約値を下回るほど信頼度を向上させるためには、LNG を増設しなくてはならない。すなわち、LNG 新設を無視した場合の EENS が低ければ低いほど、EENS 制約を満たすために必要な LNG 増設容量が少なくて済むという関係性がある。また、No RE Case に比べて、PV Case や WF Case, PV+WF Case の方が EENS の値が低いことがわかる。これは、RE 電源の大量導入によって信頼度改善が示された結果であり、表 4.4 における LNG の必要増設量削減へとつながる。

このように、EENS という供給信頼度を確率的に評価する指標を用いることで、RE 電源の大量導入が一般電気事業者の電源開発計画に大きな影響を与える可能性を示すことができた。しかし、EENS 制約が厳しい条件下における No RE Case との LNG 増設量の違いは PV Case では 10MW、WF Case では 18.75MW であり、全推移シナリオにおける 10 年後の RE 電源平均導入量（付録 B.1 参照）の約 60~70% しか削減できていない。これは発

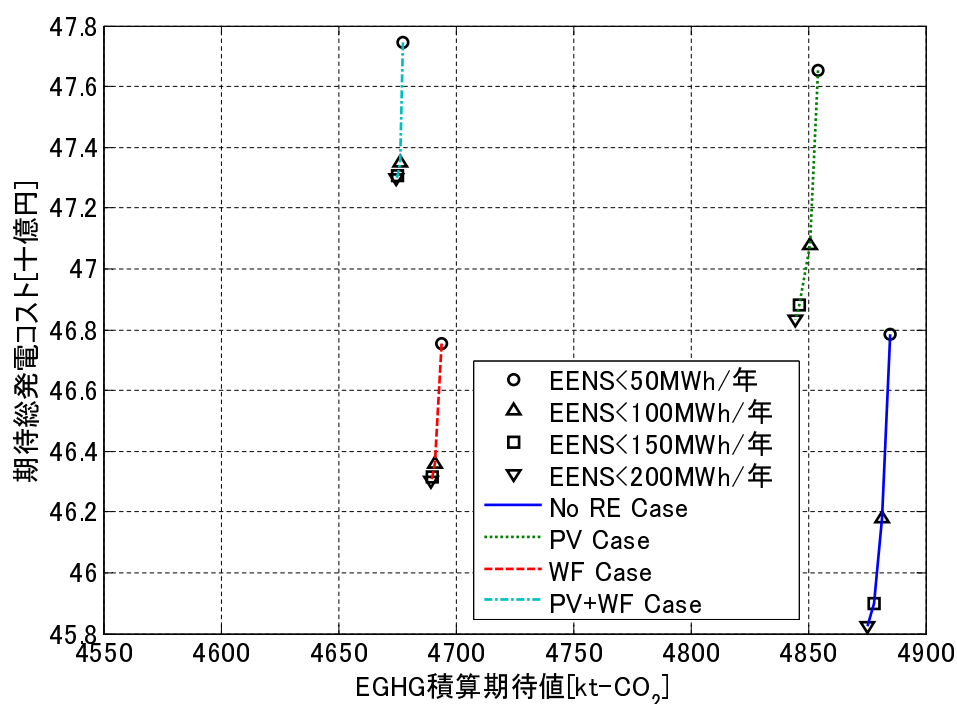


図 4.10: RE 電源の導入が電源開発に与える影響 -EGHG 積算期待値と期待総発電コスト-

表 4.4: 各条件下における LNG 建設量

EGHG 上限値	500kt-CO ₂	
EENS 上限値	50MWh/年	200MWh/年
No RE Case	72.5MW	42.5MW
PV Case	62.5MW	42.5MW
WF Case	53.75MW	40MW
PV+WF Case	53.75MW	40MW

表 4.5: LNG が建設されない場合の 10 年目における EENS 平均値と最大値

	EENS[MWh/年]	
	平均値	最大値
No RE Case	7,118	132,597
PV Case	4,923	124,847
WF Case	2,381	8,684
PV+WF Case	1,815	8,297

*EGHG 上限値：500kt-CO₂，EENS 上限値：50MWh/年

電量の不確実性が高い RE 電源と LNG 火力発電の容量あたりの供給信頼度への貢献度の違いが表れた結果だと考えられる。

4.4 まとめ

本章では、RE 電源の大量導入に対応した電源開発計画シミュレーションの開発と評価を行った。本章での評価対象は、RE 電源が一般電気事業者以外の発電事業者や需要家によって大量に導入される状況における、一般電気事業者の最適な従来型電源拡充計画の評価である。この想定では、RE 電源の将来の導入量というと長期的な不確実性と、RE 電源の出力という短期的な不確実性、両方を考慮する必要がある。そこで、RE 電源導入量を電源開発計画における確率的状態変数とし、SDP によって考慮することとした。また、RE 電源発電量の不確実性を考慮するために第3章で提案された正味負荷を用いた状態列挙法を用いて、SDP で考慮されるすべてのシナリオにおいて供給信頼度を評価する。これにより、停電電力量期待値と温暖化ガス排出量に上限値制約を与えた上で期待コストが最小となる投資行動を決定することで、経済性、環境性、信頼性の観点から健全といえる設備形成の評価を実現した。

提案評価手法の有効性を確認するために、北海道地方の系統負荷や気象データを用いて電力系統を模擬し電源開発計画の試算を行った。試算結果より、供給信頼度の維持や温暖化ガス排出量の削減は総発電コストの増加を招くことが定量的に示され、各要素のバランスを取った投資行動を如何に行うべきかが、非常に重要であることが示された。また、RE

電源の大量導入が電源開発計画に与える影響の評価を行い、RE 電源の導入によって従来電源の建設量が削減されたことを確認した。これは、RE 電源が従来電源の建設計画に影響を与えうることを示しており、今後の電力事業にとって重要な示唆を与えているといえるだろう。また、本評価では北海道の時系列データを用いており、系統負荷のピークは冬の夕方に発生するため、太陽光よりも風力の方が従来電源建設量の削減効果が高い結果となっている。

第5章 再生可能エネルギー電源の大量導入に対応した容量市場設計

5.1 評価対象

本章では、現在日本において施行されている RE 電源の固定価格買取制度に加えて、電気事業の規制緩和が今よりも大幅に進展し、電力スポット市場（1時間単位、一日 24 商品）と容量市場が併設された状況を想定する。図 5.1 に想定する電力系統モデルの概要を示す。RE 電源は電力市場と容量市場には直接は参入しないが、電力市場や供給信頼度評価時に、RE 電源出力を需要から差し引いた正味負荷を取り扱うことで間接的に影響既存電源へ影響をあたえる。また、本章の試算では想定を単純化するために、電力供給義務をもつ一般電気事業を想定せず、各従来電源がそれぞれ異なる発電事業者によって所有・運用されるものとした。すなわち、従来電源と同数の発電事業者が存在することになる。スポット市場には十分多数の売り手が参入し、だれも市場支配力を有していないと想定する。その上で、まだ電源を所有していない新規参入者が新設による発電事業への参入機会を伺っていると想定する。新規参入希望者は毎年 SDP を行い、電源価値評価に基づき投資判断を下している。電源価値はスポット市場と容量市場による収入と、発電コストの差分で評価され、電源価値が正ならば、新規電源が建設される。

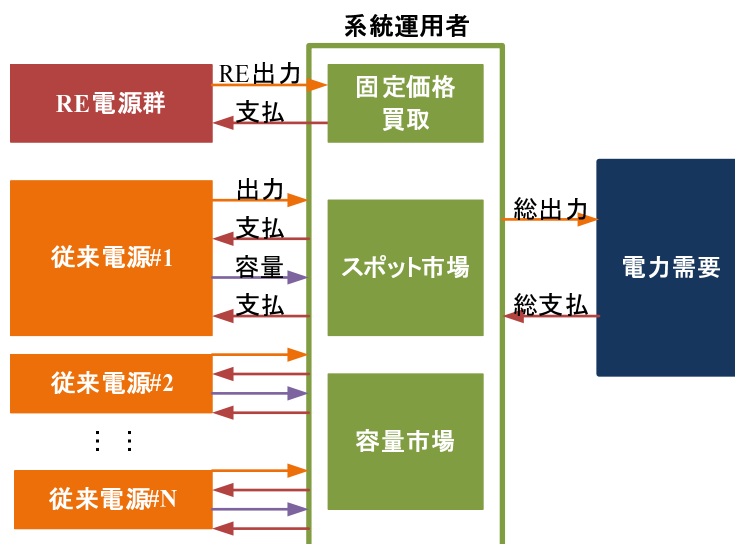


図 5.1: 容量市場を有する電力市場モデル

5.2 提案する容量市場設計

5.2.1 一般的な容量市場

容量市場とは、既設の電源容量に対して支払われる年間固定費用を、発電事業者からの入札と、市場管理者が提示する需要曲線に基づいて決定する制度であり、電力のみの市場取引で陥りやすい設備容量不足を回避するための方策の一つである。容量市場における市場決済の様子を図 5.2 に示す。図の縦軸は容量価格 [円/MW/年]、横軸は系統予備率 [%] を表す。容量市場では、系統に連系している全ての既設電源が、その設備容量を年間固定費（年間維持費と建設費を限界償却期間で分割した年間建設費の合計）で入札する。この入札条件を入札額昇順で並び替えることで供給曲線が生成される。一方、需要曲線は市場管理者が発電事業者の投資行動を予測し、適正な供給信頼度を維持できるようにあらかじめ決定し公表する。こうして作成された供給曲線と需要曲線の交点が対象年の決済価格となり、入札した全電源に対して支払われる。需要曲線は市場管理者によって事前に公表されているため、発電事業者は需要成長の予測と合わせて、新規電源に利益を見込めるだけの十分な容量価格が支払われるか判断し投資行動を決定することが可能となる。

5.2.2 提案する需要曲線設計

従来、電力系統では供給予備率が供給信頼度を測る指標として用いられてきた。これは、LOLP や EENS などといった供給信頼度指標と、供給予備率との間に高い相関があると考えられてきたこと、またその想定が経験的にはある程度妥当であったこと、ならびに供給予備率は定義や評価方法がシンプルで理解しやすいことなどが理由であろう。同様の理由から、前節で述べた容量市場でも供給予備率が指標として活用されている。しかし、太陽光発電や風力発電はその出力を確定的に見込むことができないため、従来電源と同様に取り扱うことは適切ではない。第 3 章で行った供給信頼度評価、第 4 章で行った電源開発計画評価から、供給予備率と信頼度指標の関係は RE 電源の導入量で大きく変わりうることを示されている。そのため、従前の容量市場のように供給予備率を指標として用いると、不適切な容量価値が提示され、ひいては供給不足による信頼度の低下、あるいは過剰な電源建設によるコスト上昇などが懸念される。そこで本章では、従来電源や RE 電源容量、

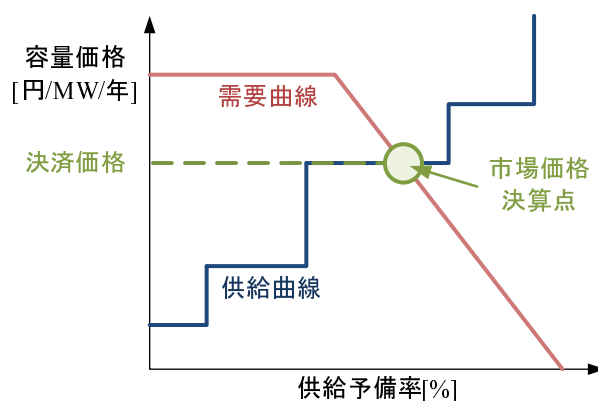


図 5.2: 容量市場における市場決済

系統需要の増減によって変動する EENS の評価結果を直接用いる、新たな需要曲線設計手法を提案する。図 5.3 に提案設計手法の概要を示す。提案設計手法ではまず、図 5.3(b) に示す通り対象年における EENS に対する市場価格を決定する。この曲線は、市場管理者からみた信頼度維持の価値を示しており、以下これを「容量価格－EENS 対応関数」と呼ぶ。次に、需要曲線を求めるために対象年の供給信頼度評価を行う。その際、従来電源 N 台がすべて利用可能な状態から、入札価格が高い順に発電機を一台ずつ取り除いた状態 ($N-1$ 台, $N-2$ 台, ...) に対して順次信頼度評価を行う。それぞれの発電機台数に対して求められる EENS と図 5.3(b) の曲線から、各電源台数に対応する容量価格を求める。こうして得られた容量価格を図 5.3(a) の電源台数が相当する個所にプロットし直線で繋ぐことで需要曲線を作成する。この設計手法を用いることによって、RE 電源の大量導入による供給信頼度の改善効果を直接需要曲線に反映させることが可能となり、従来電源の供給信頼度への貢献度評価を適正に行うことが可能となる。なお供給信頼度の評価には、第3章で提案した状態列挙報に基づく信頼度評価手法を用いる。

5.3 試算結果

5.3.1 試算条件

初年度における従来電源の構成、各電源種の可変費単価、固定費単価、建設単価、火力発電の燃料単価と RE 発電出力の買取価格の変動シナリオ、電力需要の時系列データ、RE 電源出力の時系列データは第4章の試算条件と同一とする。また、SDP やシミュレーション上で考慮する長期不確実性は需要成長と RE 電源導入量の2種類とする。各要素の設定は付録 B を参照されたい。SDP を行う新規参入者の新設電源種は LNG であり、単機容量は 4MW、建設リードタイムは5年とする。

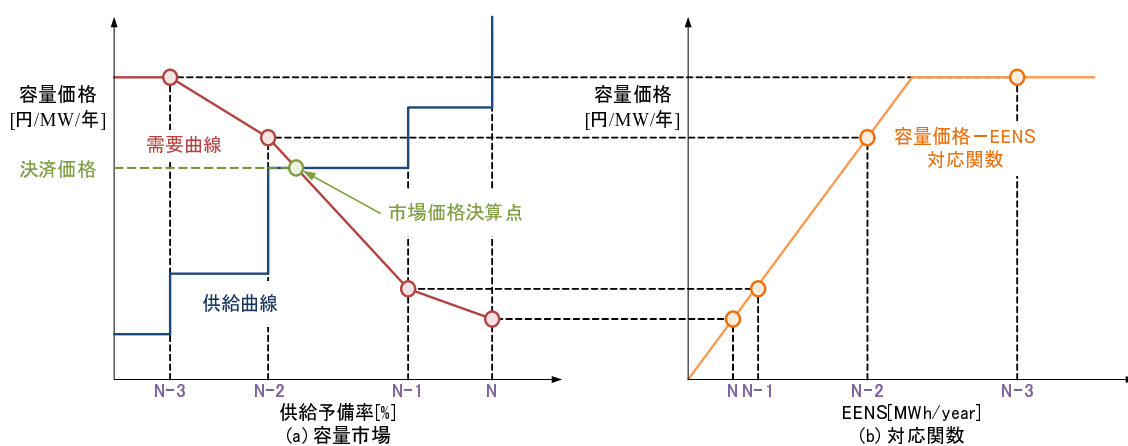


図 5.3: EENS によって設計された容量市場

5.3.2 スポット市場モデル

スポット市場の時間粒度は1時間、すなわち一日24商品を取り扱うものとする。また、需要曲線は価格弾力性がないものと想定する。図5.4にスポット市場の決算イメージ図を示す。図のとおり需要曲線は正味負荷値に対して垂直に入札され、供給曲線との交点によって市場価格が決定される。一方、供給曲線は前述の通り各発電事業者からの限界費用での入札により決定することになるが、発電機の強制停止等の影響を考慮するために、すべての電源の健全・故障状態の組み合わせに対して供給曲線を作成する。すなわち、一つの需要曲線と複数の供給曲線から、複数の市場決済価格が計算されることになるため、当該健全・故障状態の発生確率による重み付け平均値を評価に用いる。ただし、スポット市場の価格上限値は200円/kWhとする。

5.3.3 評価手法

本章の試算は第2章で紹介したモンテカルロシミュレーションによる評価手法を用いる。詳細な説明は第2.2.2節を参照されたい。なお、今回のモンテカルロ法の試行回数は100回とした。すなわち、100通りの不確実性の推移シナリオに対して電源開発計画シミュレーションを実施し、EENSを評価することになる。

5.3.4 試算結果

ここでは、以下の2ケースについて評価する。

- 容量市場の買い手曲線を供給予備率によって決定する従来手法を用いたケース（以下RM Case）。
- 容量市場の買い手曲線をEENSによって決定する提案手法を用いたケース（以下EENS Case）。

なお、試算で用いたRM Caseにおける買い手曲線設計を図5.5に、EENS Caseにおける容量価格－EENS対応関数設計を図5.6に記載する。両設計の価格上限値は、新規電源で

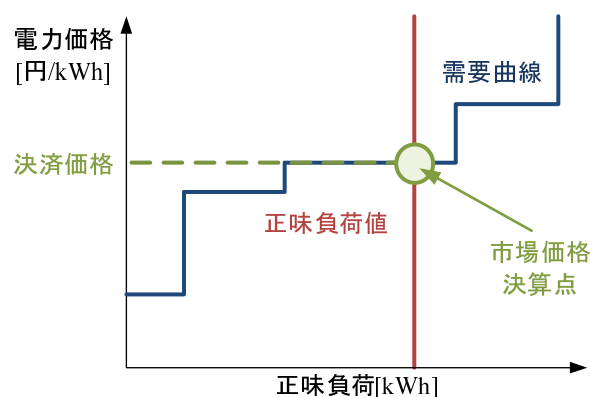


図 5.4: スポット市場における市場決済

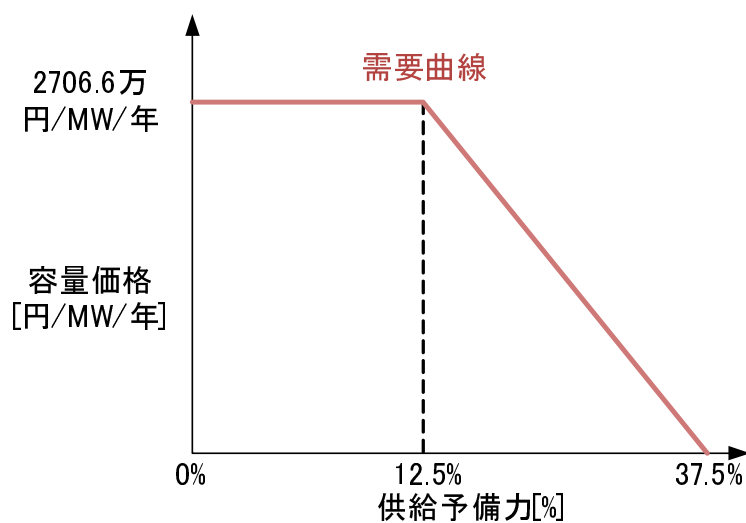


図 5.5: RM Case における容量市場需要曲線

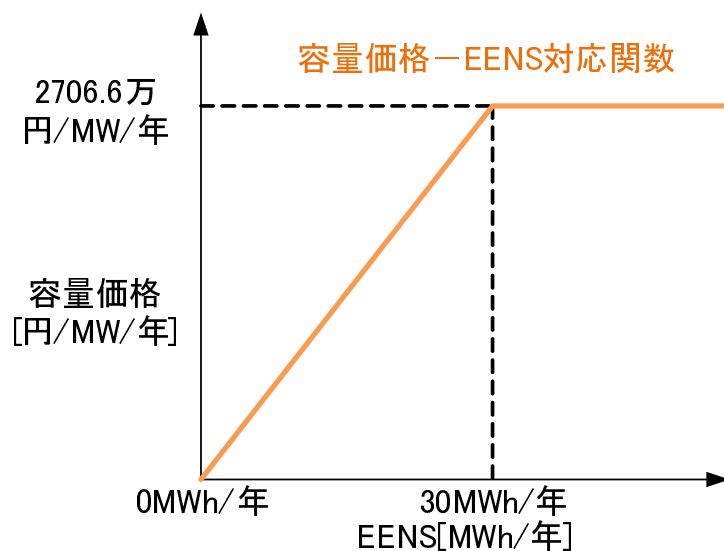


図 5.6: EENS Case における容量価格－EENS 対応関数

ある LNG の年間固定費単価と年間建設単価の和の二倍の値とし（表 4.2 参照），曲線の形状は文献 [41, 42] を参考に，後述のモンテカルロ法の結果において 15 年目の EENS 平均値が 20MWh/年となるように調整を行った。

各ケースにおける EENS の全推移シナリオを，図 5.7，図 5.8 に示す。中央の濃い線が全シナリオ平均値を示している。また，LNG 電源導入量平均値の推移を図 5.9 に，EENS の標準偏差を図 5.10 に示す。図 5.8 より，EENS Case は全考察期間を通して同水準の信頼度で推移をしているが，図 5.7 の RM Case では中旬で EENS が上昇し，後半で減少している様子が観察される。これは，RM Case では RE 電源導入による信頼度改善効果を容量市場に適切に反映できていないためであり，このことは，5.9 における RM Case の累積増設容量結果が，EENS Case と比較して，前半では建設量が少なく，11 年以降に多くの電源が増設されていることから推察できる。さらに 5.10 より，EENS Case は全体的に

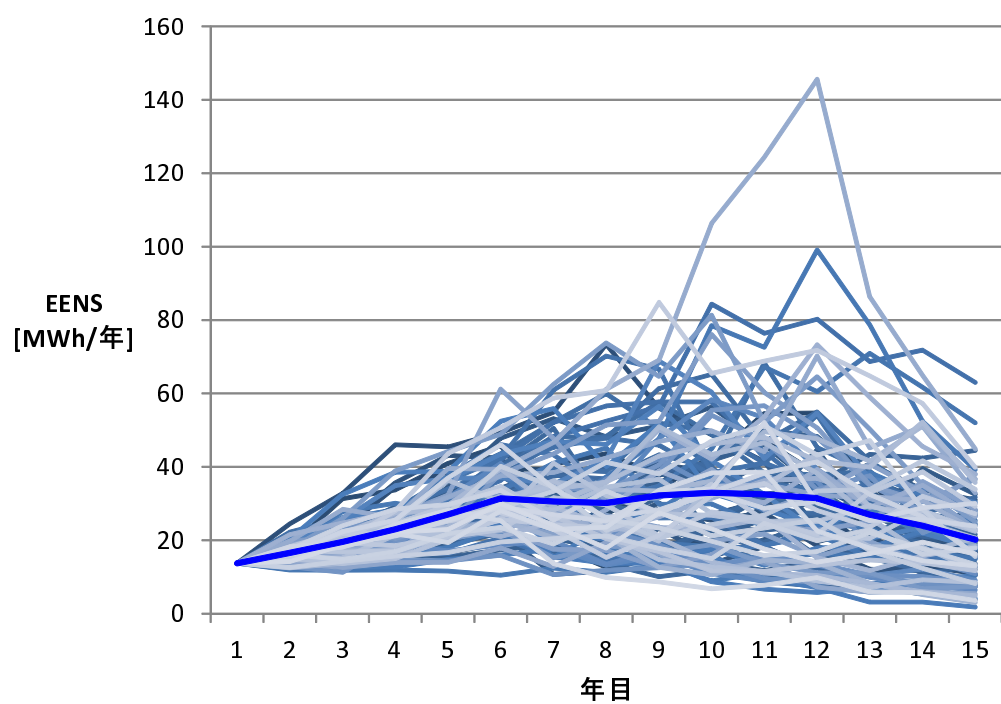


図 5.7: RM Case における EENS 推移シナリオ

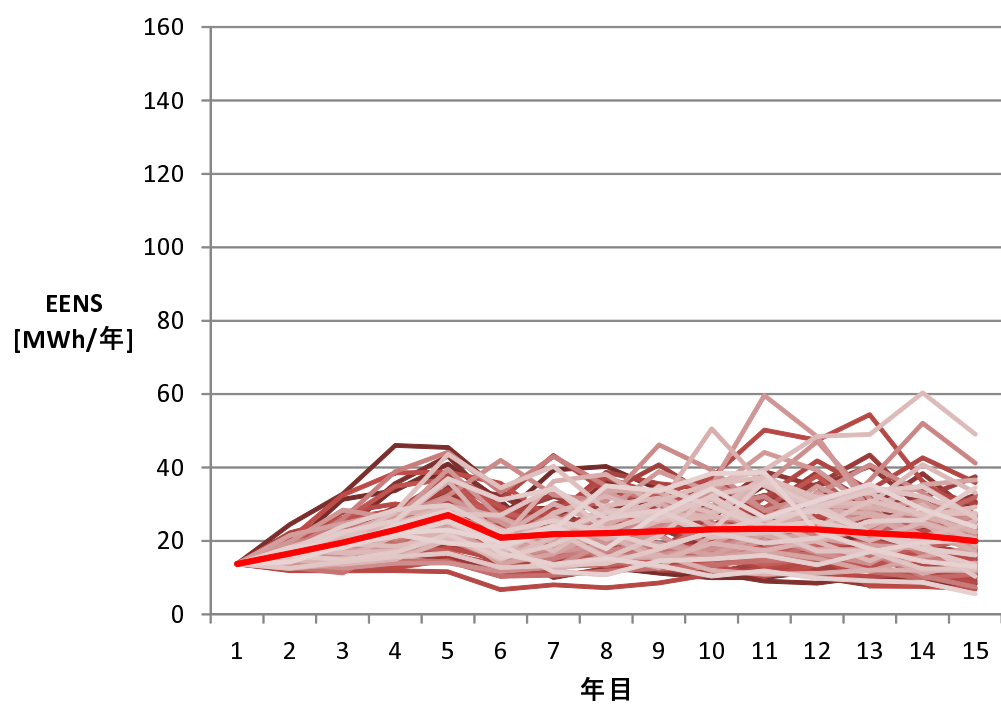


図 5.8: EENS Case における EENS 推移シナリオ

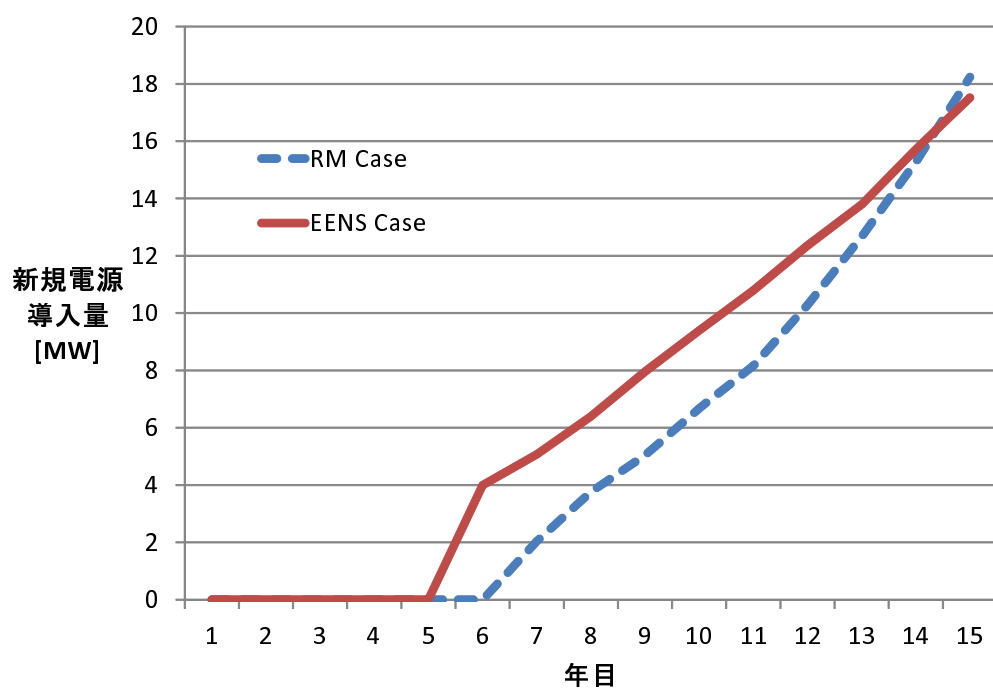


図 5.9: 各ケースにおける累計導入容量平均値

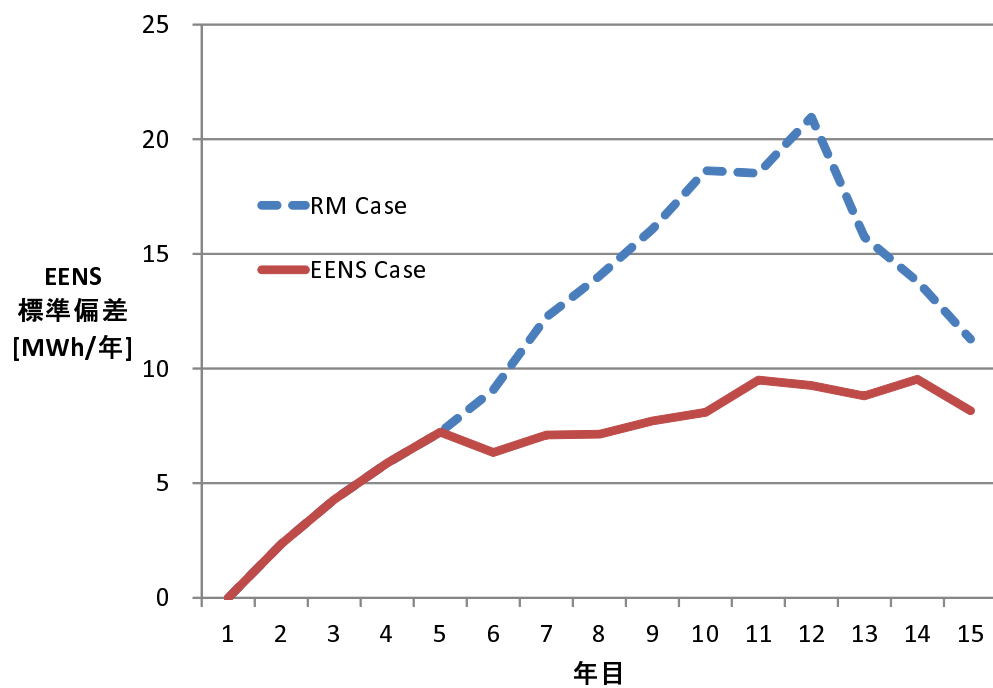


図 5.10: 各ケースにおける EENS 標準偏差

RM Case よりも標準偏差が低く、安定した信頼度維持を実現していることがわかる。これらの結果より、提案設計手法を用いることで RE 電源の大量導入が供給信頼度に与える影響を容量市場に反映し、適切な電源建設を促し供給信頼度を維持できることを示した。

5.4 まとめ

第5章では、第4章よりも規制緩和がより進み、電力系統の管理者が一般電気事業者から広域運用管理者に完全に移行し、電源の開発が完全な競争環境下で行われる状況を想定した。この状況において適当な供給信頼度を維持するために、電力量を取り扱うスポット市場だけではなく、既存電源の設備容量に容量単価を支払う容量市場などが用いられている。本章では、容量市場における需要曲線の決定方法に設備予備率を用いるのではなく、RE 電源の影響を考慮した供給信頼度評価指標を用いて決定する、新たな容量市場設計を提案した。この手法により、供給予備力では正確に評価することができない RE 電源が供給信頼性に与える影響を考慮した容量価格も決定できるようになる。本提案設計の有効性を確認するために、電源開発計画の意思決定を SDP で、長期的不確実性の影響をモンテカルロ法で再現し、容量市場を従来設計とするか提案設計とするかで供給信頼度や新規建設量がどのように変化するのか比較を行った。その結果、従来設計市場と比べて提案設計市場では考察期間中における信頼度の推移が安定しており、またモンテカルロ法で得られる結果の標準偏差が低い、つまり RE 電源導入量の不確実性の影響を受けずらいロバストな市場設計であることが示された。

第6章 再生可能エネルギー電源出力安定化のための必要蓄電池容量評価

6.1 評価対象 ー風力発電等広域運用システムー

RE 電源および電力系統の広域運用を考慮した新しい運用制御システムの開発を目的として、環境省では「風力発電等分散型エネルギーの広域運用システムに関する実証研究」を平成 24 年度から実施している。本事業の概要を図 6.1 に示す。本事業では、北海道内で稼働している稚内（1,980kW）、苫前（2,200kW）、瀬棚（1,200kW）のウインドファームならびに稚内（5020kW の内の 1,000kW）、伊達（1,000kW）のメガソーラー発電所を対象として、複数種類の蓄電池（具体的には電気二重層キャパシタ（Electric Double-Layer Capacitor：EDLC）、リチウムイオン電池（Lithium-Ion Battery：LIB）、NAS 電池（NAS battery：NAS）の 3 種類の蓄電池）と出力が可制御な RE 電源の一種であるバイオガスエンジン発電機（Biogas Engine Generator：BG）の組み合わせによる効率的な出力安定化技術の開発を目指している。具体的には、地理的に離れた複数の RE 発電所の出力を計測するとともに、高速通信ネットワークによって各 RE 発電所の出力情報をリアルタイムに収集して複数蓄電池の制御に活用することで、複数サイトの出力変動を一括して抑制することを目指している（以下、広域運用と呼ぶ）。

このように複数の RE 発電所を束ねて出力抑制を図ること、個別サイトで対応する場合と比較して、出力変動や予測誤差のならし効果が期待されるため、必要となる蓄電池等の容量が削減できることを期待している。本章では本実証研究の成果の一部である、特性の異なる複数種の蓄電池と BG の協調制御手法の開発と提案、本提案制御システムを実データに適用した場合の制御性能をシミュレーションにより評価するとともに、RE 電源の出力変動を抑制するために必要な蓄電池容量の評価を行う。また、RE 発電所毎の個別運転時と広域運用時の必要蓄電池容量の比較を行うことで、本事業で提案している広域運用システムの有用性を定量的に示す。

6.2 複数の蓄電池と可制御電源の協調制御

本論文で提案する広域運用システムでは、前日に作成する各 RE 電源の出力予測値を元に、システム全体の合成総出力（以下、総出力と呼ぶ）に対して 30 分毎に計画値を策定する（以下、出力計画と呼ぶ）。広域運用システムの運用者は総出力の 30 分平均値が出力計画値となるように、蓄電池と BG の出力制御を行う。制御の目的は以下の 2 つである。

1. 出力計画と総出力の 30 分同時同量の達成
2. 総出力の短周期変動（30 分以下）の低減

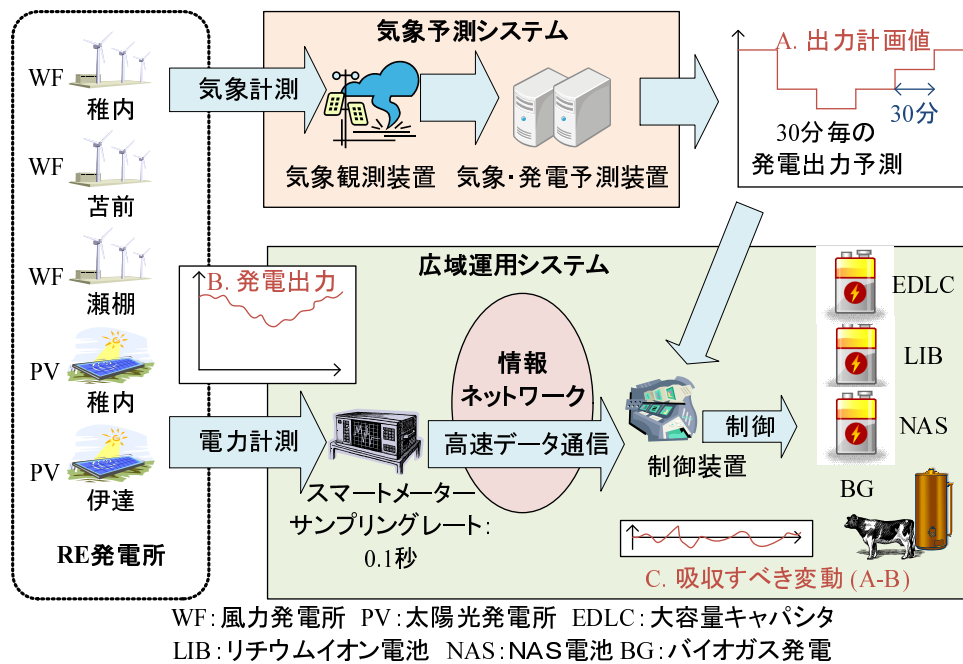


図 6.1: 広域運用システムの概念図

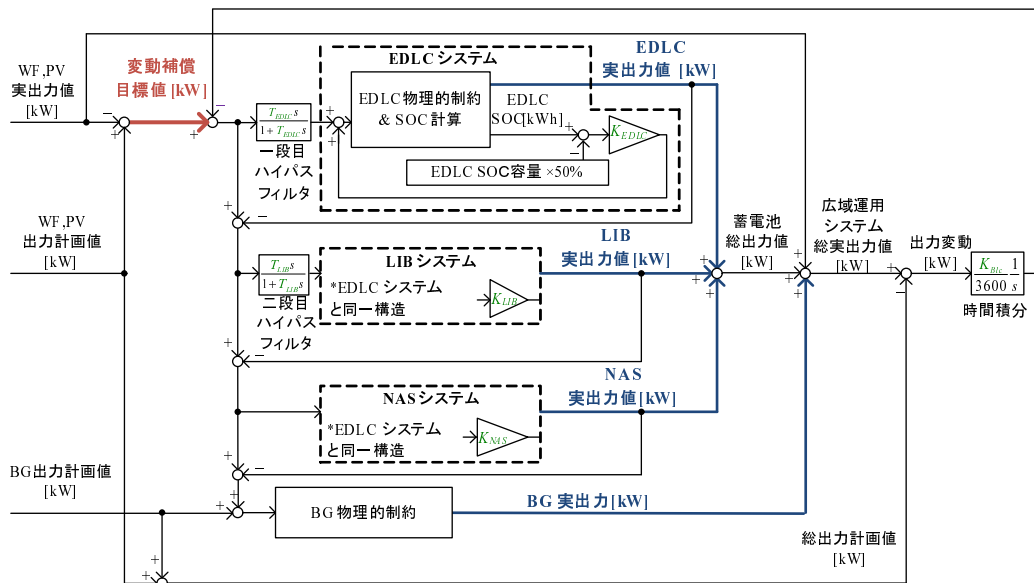


図 6.2: 制御手法のブロック線図

これらの目的を達成するために、本章で提案する制御手法のブロック線図を図 6.2 に示す。本手法における補償目標値は、出力計画とリアルタイムに実測される全 RE 発電所出力の差分である。この値を 3 種の蓄電池と BG の出力に以下の要領で配分する。まず、2 つの一次遅れ系ハイパスフィルタにより補償目標値を 3 つの周期帯域に分割し、各蓄電池の出力容量と蓄電容量の比を考慮して割り当てる。具体的には、EDLC に短周期成分、LIB に

中周期成分，NAS に長周期変動を割り当てる。この補償量割り当てに加えて，各蓄電池には蓄電量（state of charge：以下 SOC）を 50% に引き戻すフィードバック制御を施している。これは，各蓄電池が満充電や放電末に到達し，変動補償に利用できなくなることを避ける効果を期待している。また，30 分同時同量の達成を目的として，総出力と出力計画の差分を時間積分し，変動補償目標値にフィードバックさせている。

BG は蓄電池とくらべると応答性は低い，蓄電容量制約（kWh 制約）を考慮する必要がないという特徴を持つ。そこで本手法では蓄電池群の kWh 制約等によって補償することができなかった制御残差を BG に分担させている。

提案制御手法では，2 つのハイパスフィルタの時定数 T_{EDLC} ， T_{LIB} と 4 つのフィードバックゲイン K_{EDLC} ， K_{LIB} ， K_{NAS} ， K_{BIC} の合計 6 つの制御パラメーターを決定しなくてはならない。これらの最適設定値は RE 電源の変動特性，予測精度，制御の評価指標，各設備の容量などに依存するため，各条件に合わせた設定が必要である。

6.3 評価指標

ここでは，各 RE 発電所で観測された実データに基づき，前述の 2 つの制御目標を達成するために必要な蓄電池容量を評価する手順を述べる。

制御目標を達成しているかどうかを定量的に論文評価するために，本章では以下の 2 つの評価指標を用いる。

6.3.1 長周期変動評価指標

30 分同時同量を達成できているかどうかは，30 分間のインバランスを用いて次式のよう

$$LF(k) = \frac{\sum_{t=1}^{1800} Err(k, t)}{1800 P_{WF+PV}^S(k)} \quad (6.1)$$

$$Err(k, t) = \left(P_{WF+PV}(k, t) + P_{BG}(k, t) + P_{ESS}(k, t) \right) - \left(P_{WF+PV}^S(k) + P_{BG}^S(k) \right) \quad (6.2)$$

ここで P_{WF+PV} は不可制御電源（ウインドファームとメガソーラー発電所）の出力合計値 [kW]， P_{BG} は BG の出力値 [kW]， P_{ESS} は蓄電池群の出力値（放電が正）[kW]， Err は出力変動 [kW]（出力過剰時を正と定義）である。上添字 S は計画値であることを示し， k は 30 分毎の時間帯を， t は各時間帯内の経過秒数を示す。なお，長周期変動が過剰に厳しい評価結果となることを避けるために， P_{WF+PV}^S が不可制御電源の総出力容量 Cap_{WF+PV} [kW] の 10% 以下となる時間帯には評価を行わないこととする。

6.3.2 短周期変動評価指標

短周期変動が低減されているかどうかは，出力変動の標準偏差を用いて次式のように定義する SF が5%以下であるかどうかで判断することとする。

$$SF(k) = \frac{\sqrt{\frac{1}{1800} \sum_{t=1}^{1800} Err(k, t)^2 - \left\{ \frac{1}{1800} \sum_{t=1}^{1800} Err(k, t) \right\}^2}}{Cap_{WF+PV}} \quad (6.3)$$

定義より， SF の値は常に正の値をとる。

6.3.3 出力変動の評価手法

時系列シミュレーションを行うと，シミュレーション期間内の各30分に対して長周期変動 $LF(k)$ と短周期変動 $SF(k)$ が計算されることになる。例えば，31日間の時系列データに対してシミュレーションを行った場合，31日×48時間帯=1488個の評価結果が得られる。悲観的観点に立てば，1488個の結果の最悪値が目標基準を満足しているかどうかで判断することになるが，利用可能なデータは限定的であるため，極めて稀な状況に着目した議論では一般性を欠く危険性がある。そこで本研究では，各指標の99%バリュアットリスク（Value at Risk : VaR）を用いて目標達成の判断を行うこととする。99%VaRは評価指標を悪い順に並べた時に，上位1%に位置する評価指標値のことである。図6.3に99%VaRの概念図を示す。長周期変動は正負ともに値を取り得るため，正負の端の存在確率0.5%閾値を比較し，絶対値が大きい方の値で評価を行う。

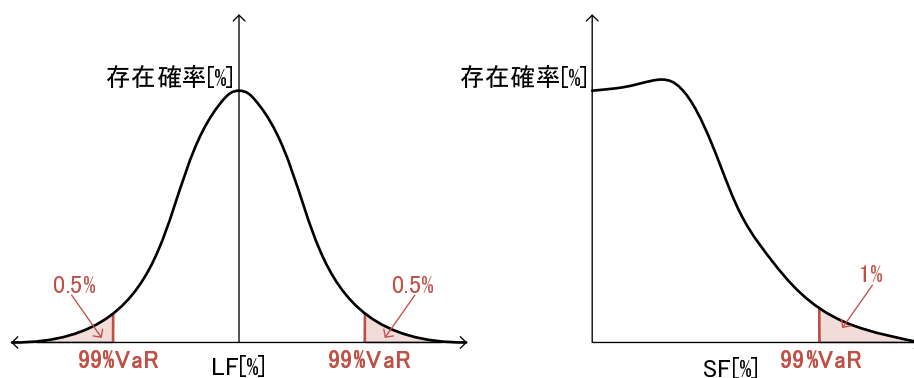


図 6.3: 各評価指標 99%VaR の概念図

6.3.4 必要蓄電池容量の評価手法

必要蓄電池容量を評価するためには，用いる制御手法に存在する6つの制御パラメータの最適化も同時に行わなくてはならない。さらに，各蓄電池とBG，計4種の必要容量を同時に評価しようとした場合，有効な容量の組み合わせが多く考えられるため，評価方法や評価結果が煩雑となってしまう。そこで，本稿ではEDLC出力容量，LIB出力容

量, BG 出力容量を外生パラメーターとして与え, 広域運用システムの出力安定化に必要な NAS 出力容量 Cap_{NAS} の評価を以下に定式化された最適化問題を解くことで行う。なお, 本評価手法を行う際, 各設備の出力容量は評価対象の Cap_{PV+WF} を 1 と定義し規格化した値を用いる。

$$\begin{aligned} \max F(T_{EDLC}, T_{LIB}, K_{EDLC}, K_{LIB}, K_{NAS}, K_{BLC}, Cap_{NAS}) \\ = Cap_{NAS} + Penalty_{LF} + Penalty_{SF} \end{aligned} \quad (6.4)$$

$$Penalty_{LF} = \begin{cases} LF_{VaR} \times 10^5 & \text{if } LF_{VaR} > LF_{Target}, \\ 0 & \text{otherwise.} \end{cases} \quad (6.5)$$

$$Penalty_{SF} = \begin{cases} SF_{VaR} \times 10^5 & \text{if } SF_{VaR} > SF_{Target}, \\ 0 & \text{otherwise.} \end{cases} \quad (6.6)$$

ここで $Penalty_{LF}$, $Penalty_{SF}$ は各評価指標のペナルティ項を, 下添字 VaR は各評価指標の 99%VaR を, 下添字 $Target$ は各評価指標の制御目標値を示す。各指標が目標値に達していない場合には, ペナルティ項によって目的関数 F が非常に大きな値となってしまう。上記の問題を解くことにより, 各指標の目標達成に最低限必要な Cap_{NAS} と, その容量で目標を達成するために設定すべき制御パラメーター値を求めることができる。

本章では最適化問題を解く手法として, 実装が簡単であり拡張性が高いという特徴を持つ, 最適化手法の一種であるクロスエントロピー法 [64, 65] を用いる。

6.4 試算結果

6.4.1 試算条件

本節では, 本事業で得られた対象 RE 発電所における実出力値, 出力予測値, 気象観測値を用いて必要蓄電池容量評価を行い, 各蓄電池と BG の組み合わせによる効果と複数個所の出力合算によるならし効果の確認と考察を行う。本稿で行う時系列シミュレーションの時間粒度は 1 秒である。本稿で考慮する各蓄電池と BG の物理的制約を図 6.4 に示す。EDLC, LIB, NAS の出力容量に対する蓄電容量比率はそれぞれ 1 分, 2 時間, 7.2 時間とし, 各蓄電池の応答速度は 1 秒間隔のシミュレーションでは無視できるほど高速であるとする。また, 考慮している BG の物理的制約は出力上下限值制約, 応答遅れ, 出力変化速度制約の 3 種類である。各蓄電池の SOC 初期値は 50%, 充放電効率は各 90 % であり, BG の出力計画値は常に定格出力の 75% とし, BG の起動停止運転は考慮しない。

6.4.2 評価対象時系列

本論文では 3 か所のウインドファーム実出力時系列として, 各地に設置された気象計測装置によって 2013 年 10 月の 31 日間に得られた風速 1 分平均値に Kaimal モデル [66] を用いて 1 分以下の短周期変動を模擬し, 各ウインドファームに設置してある風車のパワーカーブを当てはめた値を, 2 か所のメガソーラー発電所実出力時系列として, 各地に設置

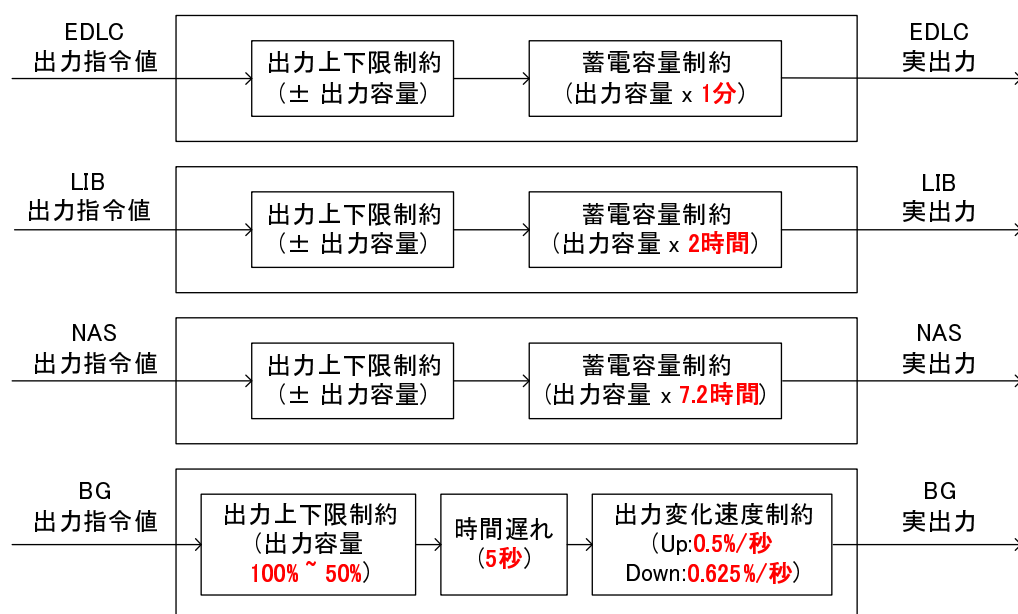


図 6.4: 各蓄電池と BG の物理的制約

されたスマートメーターによって同期間に得られた有効出力電力（100msec サンプル値）の 1 秒平均値を用いる。また、毎日 0 時から 24 時までの 48 時間帯出力計画値として、前日 16 時に行う日予測によって得られる各 RE 発電所の出力予測値（30 分平均値）を用いる。図 6.4 から図 6.9 まで各 RE 発電所単体の、図 6.10 に全 RE 発電所の値を合算した場合の実出力値と予測値を示す。また、表 6.1 に各電源の定格出力 [kW]、各電源に対して出力変動補償を行わなかったときの評価指標値の 99%VaR を示す。表より、各箇所の時系列を合算することで、各評価指標が減少していることが解る。これは各地点間が十分に離れ、気象事象の相関性が低いことから得られる、ならし効果によって予測誤差が削減されたためと考えられる。また、全時系列において SF_{VaR} よりも LF_{VaR} の方が大きな値を有しており、長周期変動が必要蓄電池容量に大きな影響を与えるであろうことを示唆している。

表 6.1: 各 RE 発電所の発電時系列特性

	RE 出力容量 [kW]	LF_{VaR} [%]	SF_{VaR} [%]
稚内 WF	1,980	560.7	21.1
苫前 WF	2,200	249.9	22.4
せたな WF	1,200	177.6	24.2
稚内 PV	1,000	253.7	29.6
伊達 PV	1,000	362.5	25.9
全 RE 合計	7,380	179.6	9.1

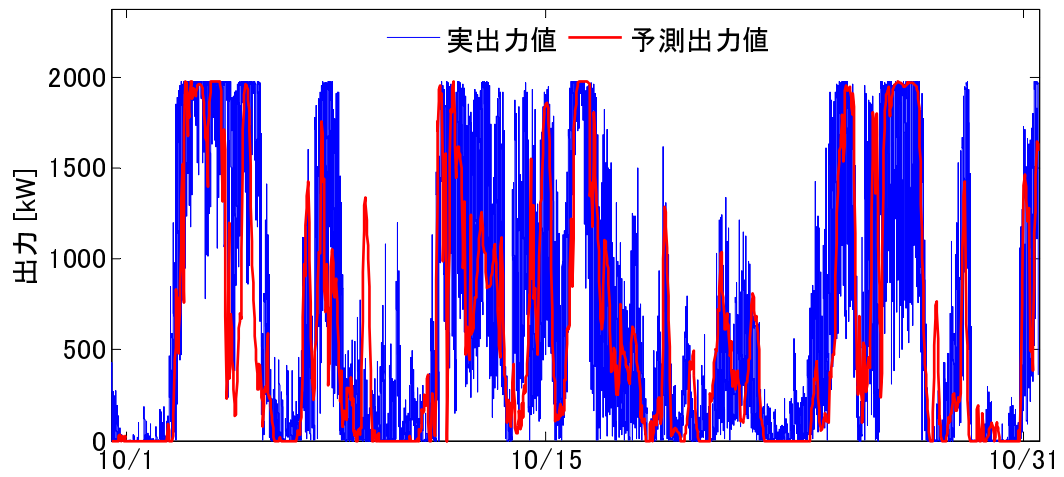


図 6.5: 稚内 WF の発電時系列

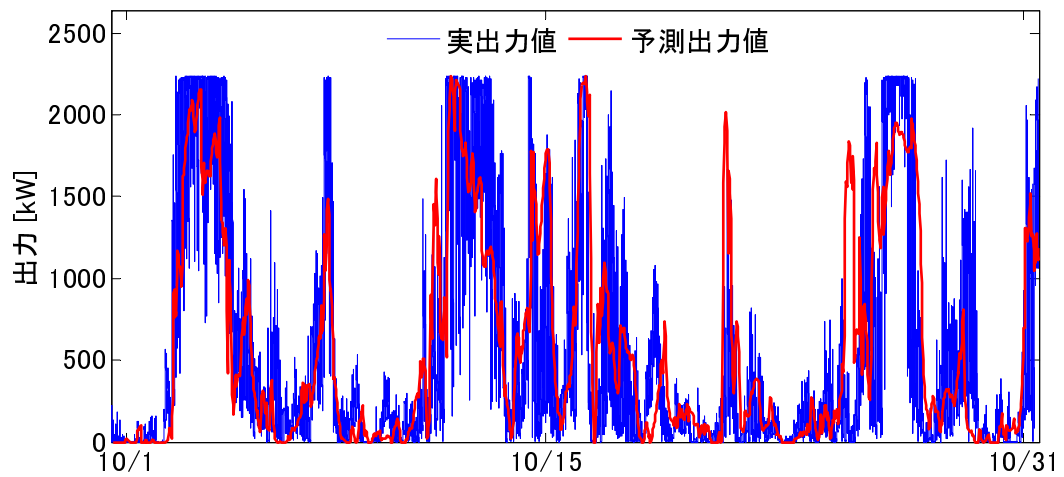


図 6.6: 苫前 WF の発電時系列

6.4.3 必要 NAS 電池容量評価

本節では以下の4つのケースについて、広域運用システムに必要な NAS 容量の評価を行う。

- NAS のみ導入されるケース（以下 Case N）。
- 出力容量 3690kW の EDLC と一緒に NAS が導入されるケース（以下 Case E）。
- 出力容量 3690kW の LIB と一緒に NAS が導入されるケース（以下 Case L）。
- 出力容量 3690kW の BG と一緒に NAS が導入されるケース（以下 Case B）。

3690 kW は Cap_{WF+PV} (7380kW) の半分量に相当する。Case N と他のケースとの比較を通して、EDLC, LIB, BG と NAS の代替性について議論することができる。

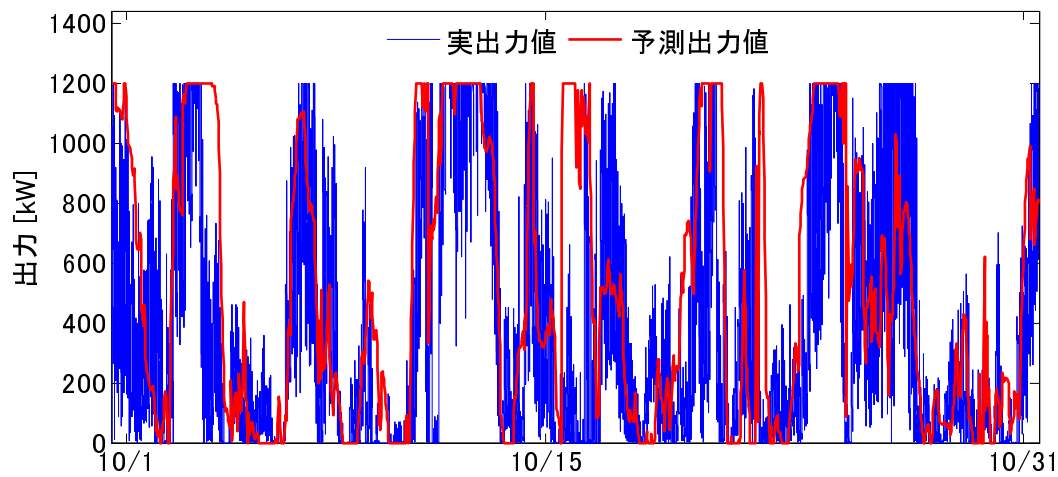


図 6.7: せたな WF の発電時系列

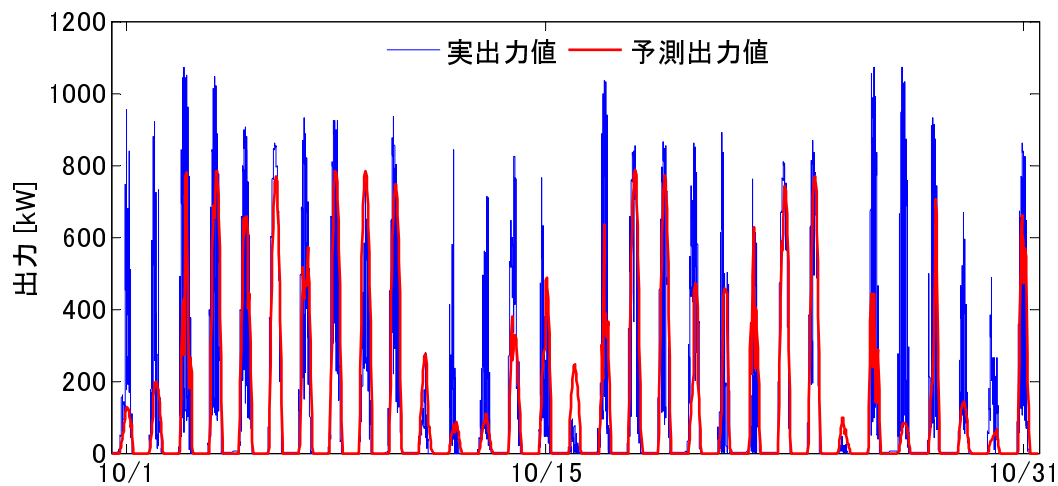


図 6.8: 稚内 PV の発電時系列

本節では各評価指標の 99%VaR だけではなく、蓄電池運用のために失われた電力量損失 W_{loss} [MWh] の評価も行う。各蓄電池の W_{loss} は次式で定義される。

$$W_{loss} = W_{output} + W_{SOC} \quad (6.7)$$

ここで W_{output} は蓄電池運用によって削減された系統への注入電力量積算値 [MWh], W_{SOC} は運用終了後に蓄電池の貯蔵電力量を運用開始時に戻すために必要な電力量 [MWh] を表し, W_{loss} は W_{output} と W_{SOC} の和で構成される。 W_{output} , W_{SOC} の定義を次式に示す。

$$W_{output} = - \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{1800} P_{ESS}(k, t) \quad (6.8)$$

$$W_{SOC} = \begin{cases} \frac{C_{start} - C_{last}}{\mu} & \text{if } (C_{start} - C_{last}) \geq 0, \\ \eta(C_{start} - C_{last}) & \text{if } (C_{start} - C_{last}) < 0. \end{cases} \quad (6.9)$$

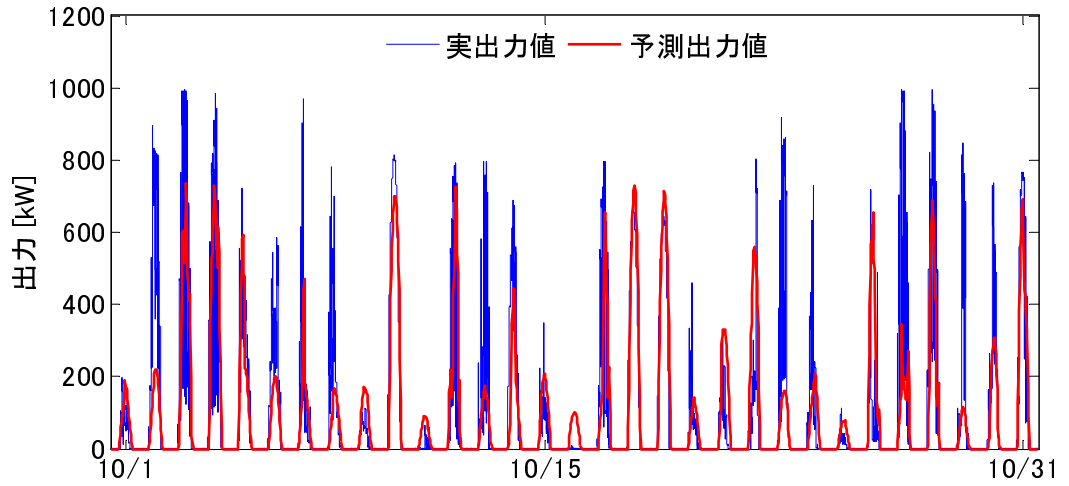


図 6.9: 伊達 PV の発電時系列

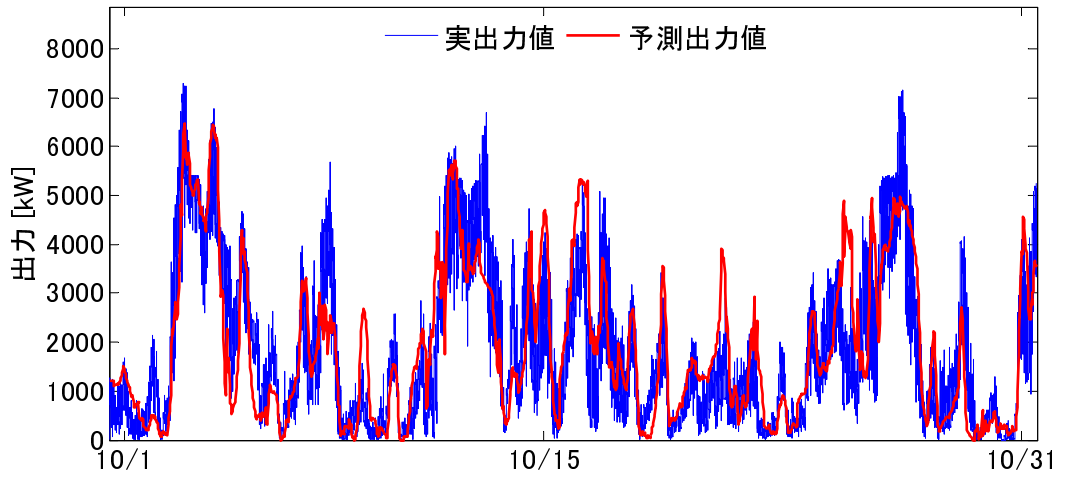


図 6.10: 全 RE 合計の発電時系列

ここで K は 30 分毎の時間帯総数, C_{start} , C_{last} はそれぞれ運用開始時と終了時における蓄電池の貯蔵電力量 [MWh], μ は蓄電池の充電効率, η は蓄電池の充電効率を表す。式 (6.7) から式 (6.8) は線形性を持つため, 複数の蓄電池が導入されているシステムの総電力量損失 W_{loss}^{total} [MWh] は各蓄電池損失の和で表される。

$$W_{loss}^{total} = W_{loss}^{EDLC} + W_{loss}^{LIB} + W_{loss}^{NAS} \quad (6.10)$$

また, W_{loss}^{total} と不可制御電源の電力量積算値 E_{WF+PV} [MWh] との比率 α [%] を次式のよう

$$\alpha = \frac{W_{loss}^{total}}{E_{WF+PV}} = \frac{W_{loss}^{total}}{\sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{1800} P_{WF+PV}(k, t)} \quad (6.11)$$

各ケースにおける必要 NAS 容量評価の結果を表 6.2 に示す。なお, 本評価時系列における E_{WF+PV} は 1291.4 MWh である。表より, Case N では, 各評価指標の目標値を達成

表 6.2: 広域運用システムにおける必要 NAS 容量評価結果

	必要 Cap_{NAS}		LF_{VaR}	SF_{VaR}	W_{output}^{total}	W_{SOC}^{total}	W_{loss}^{total}	α
	[pu]	[kW]	[%]	[%]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]
Case N	4.396	32,442	3.00	0.00	-58.5	123.4	64.9	4.78
Case E	4.398	32,457	3.00	0.00	-57.7	122.6	65.0	4.79
Case L	4.265	31,476	3.00	0.00	-57.5	122.7	65.2	4.81
Case B	0.520	3,837	3.00	1.63	28.4	-0.1	28.4	2.09

*表示桁数の関係上、 W_{output} と W_{SOC} の和と W_{loss} は常に一致はしない。

するために不可制御電源の総出力容量の約 4.7 倍の NAS 出容量が必要であることが解る。これは長周期変動を補償するために必要な電力量が累積し、大量の kWh 容量を必要とするためである。また、各評価指標に着目すると、NAS の導入によって二つの変動抑制目標は達成しているが、出力変動を補償するために充放電を繰り返した結果、全 RE 発電所合計の実出力電力量積算値の約 4.4% のエネルギー損失が生じていることがわかる。

次に、Case E と Case L の W_{loss} に着目すると、Case N よりも若干上昇していることがわかる。これは複数の蓄電池間で蓄電量の融通が行われる際に生じる損失が原因であると考えられる。また、Case E の必要 NAS 容量が Case N よりも増加していることも同一の原因であると考えられる。

そして、Case N と Case B を比較すると、BG の導入によって必要 NAS 容量と W_{loss} がそれぞれ 12% と 44% まで削減されていることがわかる。これは NAS が補償すべき変動を BG が一部負担してくれたために、NAS が取り扱うべき電力量が削減され、結果的に必要な蓄電容量や損失が減少したと考えられる。これより、使用できるエネルギー量に制限のない BG は NAS の代替として非常に有効であることがわかる。

6.4.4 計画値修正による必要容量削減効果

上記の結果を鑑み、必要 kWh 容量の削減を目的として、SOC 推移を反映した出力計画作成手法の開発が必要とされている。ここでは計画値修正が実装された場合、どれほど必要 NAS 容量の削減効果があるのかを確認するために、毎日 0 時に SOC が初期値である 50% にリセットされると想定した場合の必要 NAS 容量評価を行う。図 6.11 に SOC リセットの有無による NAS への累積蓄電量の推移の変化と、必要 NAS 容量評価結果を示す。なお、本評価では NAS のみ導入される場合を想定している。図より、SOC リセットを行うことで、蓄電量の累積が解消され、必要 NAS 容量も大幅に削減されていることが解る。これより、SOC 推移を反映した計画値修正が実装されれば、必要蓄電池容量の削減に大きく貢献すると思われる。

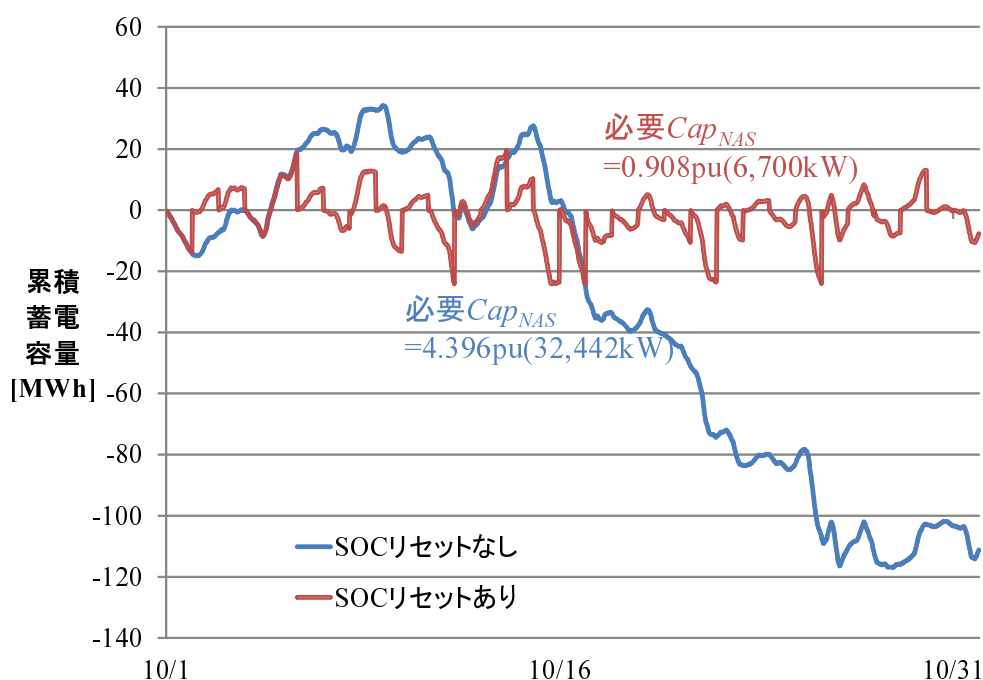


図 6.11: 累積蓄電量の推移

6.4.5 ならし効果による必要容量削減効果

ここでは広域運用システムの特徴の一つである、ならし効果を確認するために、5か所のRE発電所が個別に運用する場合に必要なNAS容量を評価し、広域運用システムでの評価結果との比較を行う。なお、本評価ではNASのみ導入する場合を想定し、毎日のSOCリセットを行うものとする。各条件における評価結果を表6.3と図6.12の積み上げ棒グラフで示す。表と図より、個別運用時の必要NAS容量の合計が15,530kW（蓄電容量表記ならば111.8MWh）であるのに対して、広域運用時の必要NAS容量は6,700kW（蓄電容量表記ならば48.2MWh）と約47%まで削減されており、特性の大きく異なるRE電源種の混在した広域運用システムの有用性が示されている。これらの結果より、表6.1で示された、ならし効果による各評価指標の減少が必要蓄電池容量の削減につながる事がわかる。

6.5 まとめ

本章では、RE電源出力安定化のために必要な蓄電池容量の評価を行った。著者が従事している実証研究では、RE電源および電力システムの広域運用を考慮した新しい運用制御システムの開発を目的としており、複数の大規模RE発電所において気象観測データによる出力予測や実出力値のリアルタイム観測を行うことで、複数サイトの出力変動を一括して抑制することを目指している。本章では、RE電源の出力変動補償を目的とした、複数の蓄電池と可制御電源の協調制御システムと、このシステムにおいてRE電源の出力安定化に必要な蓄電池容量の評価手法を提案し、実証研究を通して実際に得られた観測データと出力データをもとに時系列シミュレーションによる評価を行った。評価結果より、広域運

表 6.3: 個別運用と広域運用の必要 NAS 電池容量比較

	RE 出力容量 [kW]	必要 NAS 容量		
		[pu]	[kW]	[MWh]
稚内 WF	1,980	1.944	3,849	27.7
苫前 WF	2,200	1.920	4,224	30.4
せたな WF	1,200	5.051	6,061	43.6
稚内 PV	1,000	0.680	680	4.9
伊達 PV	1,000	0.715	715	5.2
全 RE 合計	7,380	0.908	6,700	48.2

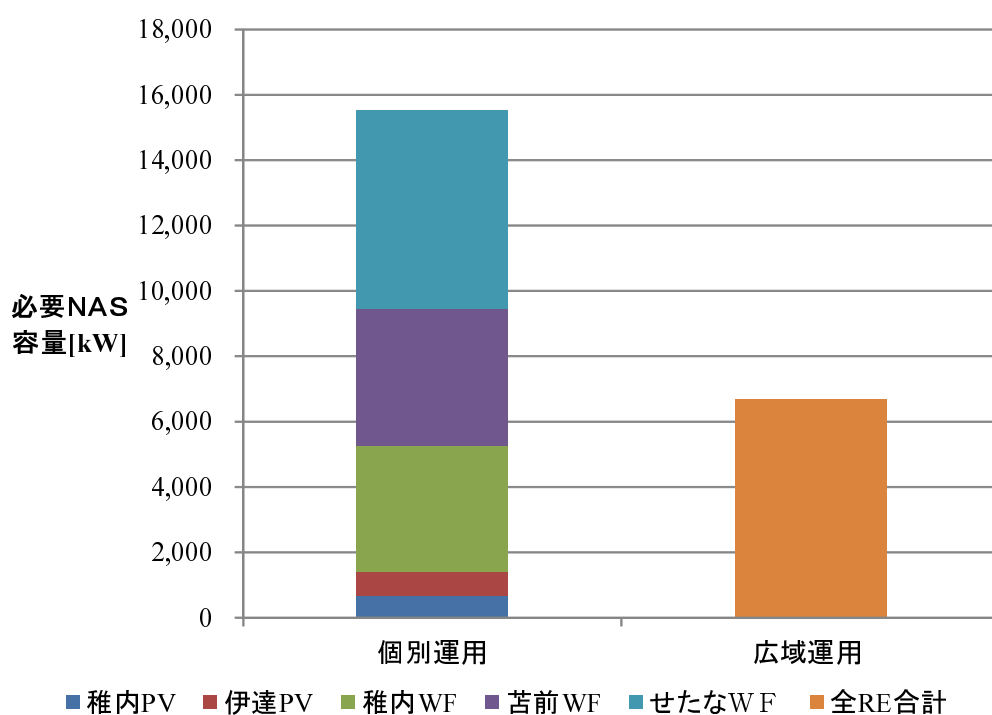


図 6.12: 個別運用と広域運用の必要 NAS 容量比較

用システムの出力計画値と実出力値の同時同量を達成するためには、大量の蓄電容量が必要であることが解った。また、この蓄電容量を削減するためには、バイオガス発電機による代替運転、SOC の調節を目的とした出力計画値の修正、広域運用によるならし効果がそれぞれ有効であることが解った。

第7章 結論

7.1 本論文のまとめ

我が国の今後の電力系統には、RE 電源の大量導入や電力事業の規制緩和など新たな変革が次々と訪れようとしている。これらの変革が電力系統に与える影響を十分に考慮し、次世代の電力系統のあるべき姿を新たに模索する必要性が今高まっている。そこで本論文では、RE 電源の大量導入や電力事業の規制緩和が、従来型電源や地域間連系線、蓄電池という電力系統設備の拡充計画へ与える影響や問題点を明らかにし、数年単位の長期的視点が必要となる設備形成の新たな策定方法を提案する。電力系統を経済性、環境性、供給信頼性という様々な観点から検証することで、今後の電気事業にとって必須である新たな知見を得ることを目的とする。

第1章では研究の背景として、RE 電源の特徴や導入状況や、諸外国や我が国の電気事業の規制緩和の遍歴を紹介した。その上で電力系統の設備形成に関する先行研究ではどのような評価、解析、議論がなされていたのかを示し、これらを踏まえて、本論文の目的および構成について述べた。

第2章では地域の電力系統を運営管理する一般電気事業者だけではなく、新たに参入する発電事業者との競争環境に対応した電源開発計画シミュレーションの開発を行った。最適な電源開発計画の評価手法として、長期的不確実性を考慮することができるSDPを採用し、燃料費や需要成長などの複数の長期的不確実性を考慮するために、幾何ブラウン運動と2項格子過程のモデル拡張を行い、燃料費間の相関性考慮も可能とした。さらに、新規電源建設だけではなく、寿命に近づいた既存電源の廃止や再建設も同時に考慮可能となるように評価手法の拡張を行った。ここまでの改良を行ったうえで、一般電気事業者一社による独占環境下における電源開発計画を模擬したモンテカルロシミュレーションを行った。このシミュレーション結果より、投資行動選択肢の拡大が一般電気事業者の総利益増加に繋がることが定量的に示された。しかし、独占環境下ではSDPによる不確実性考慮の有無は、一般電気事業者の電源開発計画や総利益に大きな影響は与えないことも解った。次に、複数の発電事業者による競争環境を模擬するためには、他社の将来の投資行動を考慮した電源開発計画決定手法を確立しなくてはならない。そこで、SDPとDDPを組み合わせた新たな評価手法の開発を行った。長期的不確実性の変動を平均推移シナリオに固定した上でDDPを行うことによって、発電事業者たちの複数年にわたる投資行動均衡解を求め、その均衡解に固定した上でSDPを行うことで、将来の他社の投資行動均衡化解を元に本年度の最適な投資行動を決定するという手法である。上記の提案手法の有効性を示すために、電源開発シミュレーションの想定を競争環境に変更し、一般電気事業者とPPSによる電力市場を介した電源開発競争の模擬を行った。シミュレーション結果より、独占環境下では考慮しても結果に大きな変化のなかった長期的不確実性が、競争環境下では発

電事業者の利益に少なからず影響を与えていることがわかり、その影響は、考察期間の後半に導入される PPS ほど大きいことが解った。

第3章では、RE 電源の大量導入が設備形成に与える影響を評価するために必要な供給信頼度評価手法の開発を行った。系統負荷から RE 発電量を差し引いた値である正味負荷という概念を用いて、状態列挙法に基づいた新たな供給信頼度評価手法を開発し、さらに、地域偏在性の高い RE 電源の導入から現在注目が集まっている、地域間連系線で接続された二つの電力系統間の緊急時電力融通も考慮可能となるように手法を拡張した。開発された評価手法の有効性を確認するために、一般的な従来手法である非時系列モンテカルロ法と評価結果の比較を行い、モンテカルロ法よりも短い計算時間で高い精度を持つことを確認した。さらに、提案手法の応用例の一例として北海道地方モデルと関東地方モデルにおける PV の kW 価値を ELCC を用いて評価した。そこで、負荷ピークが冬の夕方に発生する北海道地方では関東地方に比べて PV の kW 価値が少ないことが示され、系統負荷や気象状況の特性の異なる地域では RE 電源価値が大きくなることを定量的に確認した。また、地域間連系線の増設によって各地域の PV の ELCC がどのように変化するのかを評価し、考察を行った。

第4章では、第2章で提案された電源開発計画の評価手法と第3章で開発された信頼度評価手法を組み合わせ、RE 電源の大量導入に対応した電源開発計画シミュレーションの開発と評価を行った。この評価手法によって、停電電力量期待値と温暖化ガス排出量に上限値制約を与えた上で期待コストが最小となる投資行動を決定することを可能とした。本手法の有効性を確認するために、北海道地方の系統負荷や気象データを用いて電力系統を模擬し、電源開発計画の試算を行った。試算結果より、供給信頼度の維持や温暖化ガス排出量の削減は総発電コストの増加を招くことが定量的に示された。また、RE 電源の大量導入が電源開発計画に与える影響の評価を行い、RE 電源の導入によって従来電源の建設量が削減されたことを確認した。これは、RE 電源が従来電源の建設計画に影響を与えることを示しており、今後の電力事業にとって重要な示唆を与えているといえる。

第5章では、第4章よりも規制緩和がより進み、電力系統の管理者が一般電気事業者から広域運用管理者に完全に移行し、電源の開発が完全な競争環境下で行われる状況を想定した。この状況において適当な供給信頼度を維持するために、電力量を取り扱うスポット市場だけではなく、既存電源の設備容量に容量単価を支払う容量市場などが用いられている。ここでは、従来の市場設計正確に評価することができない RE 電源が供給信頼性に与える影響を考慮した容量価格を決定できるようになる新たな容量市場設計を提案した。本提案設計の有効性を確認するために、電源開発計画シミュレーションを実行し、容量市場を従来設計とするか提案設計とするかで供給信頼度や新規建設量がどのように変化するのか比較を行った。その結果、従来設計市場と比べて提案設計市場では考察期間中における信頼度の推移が安定しており、この市場設計が RE 電源導入量の不確実性の影響を受けずらいロバストな市場設計であることが示された。

第6章では、RE 電源出力安定化のために必要な蓄電池容量の評価を行った。著者が従事している実証研究では、複数の大規模 RE 発電所において気象観測データによる出力予測や実出力値のリアルタイム観測を行うことで、複数サイトの出力変動を一括して抑制することを目指している。ここでは、RE 電源の出力変動補償を目的とした、複数の蓄電池と可制御電源の協調制御システムと、このシステムにおいて RE 電源の出力安定化に必要な

蓄電池容量の評価手法を提案し、実証研究を通して実際に得られた観測データと出力データをもとに時系列シミュレーションによる評価を行った。評価結果より、広域運用システムの出力計画値と実出力値の同時同量を達成するためには、大量の蓄電容量が必要であることが解った。また、この蓄電容量を削減するためには、バイオガス発電機による代替運転、SOCの調節を目的とした出力計画値の修正、広域運用によるならし効果がそれぞれ有効であることが解った。

7.2 今後の展望

本論文の最後に、今回は取り扱うことができなかったが、更なる研究が必要とされる事項を上げて今後の展望としたい。

- RE 電源の1時間以下の変動や予測誤差を考慮し、必要な周波数応答性 (Load Frequency Control : LFC) の確保も対象とした供給信頼度評価手法や電源開発計画手法の確立
- RE 電源の大量導入がリアルタイム市場やアンシラリーサービス市場に与える影響や、それに伴う従来電源の増設計画への影響の評価
- RE 電源の大量導入に対応した地域間連系線や送電線の長期的開発計画手法の開発
- 広域運用システムの蓄電池制御手法の更なる改善、電力系統との協調による最適な蓄電池運用方法と必要容量の評価

謝辞

本論文は、筆者が北海道大学大学院情報科学研究科において遂行した研究成果を取りまとめたものである。この間、本研究の遂行にあたり、多くの方から多大なるご指導、ご支援をいただきました。

北海道大学大学院情報科学研究科システム統合学研究室 北 裕幸 教授には、研究室配属から現在に至るまで、日頃の打ち合わせ、研究室ゼミ、学会発表の準備等におきまして、終始貴重なご指導、ご鞭撻を頂戴しました。ここに深く感謝申し上げます。

北海道大学大学院情報科学研究科システム統合学研究室 原 亮一 准教授には、公私に渡り様々な経験を与えてくださり、現在に至るまで、日頃の打ち合わせ、研究室ゼミ、学会発表の準備等で、終始丁寧なご指導、ご鞭撻を頂戴しました。ここに深く感謝申し上げます。

北海道大学大学院情報科学研究科システム統合学研究室 田中英一 助教には、日頃より度重なるご支援を頂戴しました。ここに深く感謝申し上げます。

北海道大学大学院情報科学研究科 五十嵐一 教授、小笠原悟司 教授には、多忙な中、本論文の副査を務めていただき、様々なご助言を頂戴しました。ここに厚く御礼申し上げます。

日本気象協会 滝谷克幸氏、山口浩司氏、明電舎 田邊 隆之氏、北電総合設計株式会社 石川 志保氏、北海電気工事株式会社 大村 剛宏氏には第6章における広域運用システムの研究内容につきまして、定例の打ち合わせなどで貴重なご助言をいただくとともに、貴重なデータをご提供いただきました。ここに厚くお礼申し上げます。

筆者が在籍させていただいたシステム統合学研究室 石川貞夫 技官ならび高橋緑 秘書には研究室生活上の多大な支援をいただきました。ここに感謝申し上げます。

日頃より多くのご支援をいただきました北海道大学大学院情報科学研究科システム統合学研究室の皆様には感謝申し上げます。

最後に、博士後期課程進学を快諾し、生活上の支援をして頂いた両親、および、兄夫婦に感謝申し上げます。

2014 年 3 月

真鍋 勇介

参考文献

- [1] IPCC, 2011: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlomer, C. von Stechow (eds)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA
- [2] エネルギー・環境会議コスト等検証委員会：コスト等検証委員会報告書 (2011)
- [3] The U.S. Energy Information Administration (EIA) URL : <http://www.eia.gov/countries/>
- [4] International Energy Agency (IEA), Search statistics by country URL : <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>
- [5] 環境省：低炭素社会構築に向けた再生可能普及拡大方策等検討会, 平成 24 年度低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言, 4. 再生可能エネルギーの導入見込み量 (2013)
- [6] 経済産業省：ニュースリリース「再生可能エネルギー発電設備の導入状況を公表します (平成 25 年 6 月末時点)」 (2013)
- [7] Y. Zhang and A. Chowdhury, "Probabilistic wind energy modeling in electric generation system reliability assessment", *IEEE Trans. Ind. Appl.*, Vol. 47, No. 3, pp. 1507-1514 (2011)
- [8] A. Mehrtash and P. Wang, "Reliability Evaluation of Power Systems Considering Restructuring and Renewable Generators", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 27, No. 1, pp. 243-250 (2012)
- [9] W. Wangdee and R. Billinton, "Considering Load-Carrying Capability and Wind Speed Correlation of WECS in Generation Adequacy Assessment", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 21, No. 3, pp. 734-741 (2006)
- [10] A. Keane et al., "Capacity value of wind power", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 26, No. 99, pp. 1-7 (2011)
- [11] M. Shahidehpour, K. Y. Lee and R. Billinton, "New efficient reserve rate index of power system including renewable energy generators", 2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), pp. 1-6 (2010)

- [12] 環境省：平成24年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書，3.4 陸上風力発電に関する導入ポテンシャルの再推計 (2013)
- [13] 北海道電力：風力発電導入拡大に向けた実証試験の実施について URL: http://www.hepco.co.jp/info/2011/_icsFiles/afldfile/2011/09/30/110930a.pdf
- [14] R. Sun, Y. Song and Y. Sun, "Capacity benefit margin assessment based on multi-area generation reliability exponential analytic model", *IEA Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 2, No. 4, pp. 610-620 (2008)
- [15] P. Jirutitijaroen and C. Singh, "Reliability constrained multi-area adequacy planning using stochastic programming with sample-average approximations", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 23, No. 2, pp. 504-513 (2008)
- [16] A. Khodaei, M. Shahidehpour, L. Wu, and Z. Li, "Coordination of Short-Term Operation Constraints in Multi-Area Expansion Planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 27, No. 4, pp. 2242-2250 (2012)
- [17] 電力系統の運用体系調査専門委員会：電力系統の運用体系，電気学会技術報告 1059号 (2006)
- [18] Satoshi Takayama, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, Takamitsu Ito, Yoshinobu Ueda, Yutaka Saito, Katsuyuki Takitani and Koji Yamaguchi, "Scheduled Operation of PV Power Station Considering Solar Radiation Forecast Error", *Proc. of 16th International Conference on Electrical Engineering (ICEE 2010)*, RE-10 (2010)
- [19] Motoki Akatsuka, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, Takamitsu Ito, Yoshinobu Ueda and Yutaka Saito, "Estimation of Battery Capacity for Suppression of a PV Power Plant Output Fluctuation", *Proc. of 35th IEEE Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pp.540-543 (2010)
- [20] J. Shim, Y. Cho, S. Kim, S. Min, and K. Hur, "Syn-ergistic Control of SMES and Battery Energy Storage for Enabling Dispatchability of Renewable Energy Sources", *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, Vol. 23, No. 3 (2013)
- [21] A. M. Gee, F. V. P. Robinson, and R. W. Dunn, "Analysis of Battery Lifetime Extension in a Small-Scale Wind-Energy System Using Supercapacitors", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 28, No. 1, pp. 24-33 (2013)
- [22] D. Lee and L. Wang, "Small-Signal Stability Analysis of an Autonomous Hybrid Renewable Energy Power Generation / Energy Storage System Part I: Time-Domain Simulations", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 23, No. 1, pp. 311-320 (2008)
- [23] S. Grillo, M. Marinelli, S. Massucco and F. Silvestro, "Optimal Management Strategy of a Battery-Based Storage System to Improve Renewable Energy Integration

- in Distribution Networks”, *IEEE Trans. Smart Grid*, Vol. 3, No. 2, pp. 950-958 (2012)
- [24] Y. Xu and C. Singh, ”Adequacy and Economy Analysis of Distribution Systems Integrated With Electric Energy Storage and Renewable Energy Resources”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 27, No. 4, pp. 2332-2341 (2012)
- [25] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig and G. Andersson, ”Unified System-Level Modeling of Intermittent Renewable Energy Sources and Energy Storage for Power System Operation”, *IEEE Syst. J.*, Vol. 6, No. 1, pp. 140-151 (2012)
- [26] C. Opathella and B. Venkatesh, ”Managing Uncertainty of Wind Energy With Wind Generators Cooperative”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 28, No. 3, pp. 2918-2928 (2013).
- [27] 一般財団法人日本エネルギー経済研究所：平成24年度商取引適正化・製品安全に係る事業（諸外国における電力市場の実態等の調査）報告書（2013）
- [28] 競争環境下の新しい系統運用技術調査専門委員会：競争環境下の新しい系統運用技術，電気学会技術報告1038号（2005）
- [29] 総合資源エネルギー調査会総合部会：電力システム改革専門委員会報告書（2013）
- [30] 総合資源エネルギー調査会総合部会：電力システム改革専門委員会（第4回）事務局提出資料 pp.121-143（2013）
- [31] A. Botterud and M.Korpas, ”A stochastic dynamic model for optimal timing of investments in new generation capacity in restructured power systems”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.29, No.2, pp.163-174 (2007)
- [32] トム・コーブランド，ウラジミール・アンティカロフ：決定版 リアル・オプション～戦略的フレキシビリティと経済意思決定～，東洋経済印刷（2002）
- [33] マーサ・アムラム，ナリン・クラティラカ：リアル・オプション～経営戦略の新しいアプローチ～，東洋経済印刷（2001）
- [34] Kuno J.M and Huisman, ”Technology Investment: A Game Theoretic Real Options Approach”, Kluwer Academic Publishers（2001）
- [35] A. Botterud, other: ”Multi-Agent Simulation of Generation Expansion in Electricity Markets”, IEEE Power Engineering Society General Meeting（2007）
- [36] G.L. Doorman and A. Botterud, ”Analysis of generation investment under different market designs”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 23, No.3, pp.859-867 (2008)
- [37] M. Shahidehpour and A. Botterud, ”Strategic Generation Capacity Expansion Planning With Incomplete Information” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 24, No. 2, pp. 1002-1010 (2009)

- [38] A. Botterud, M. D. Ilic and I. Wangensteen, "Optimal Investments in Power Generation Under Centralized and Decentralized Decision Making", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 1, pp. 254-263 (2005)
- [39] T. Barforoushi, M. P. Moghaddam, M. H. Javidi and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Evaluation of regulatory impacts on dynamic behavior of investments in electricity markets: a new hybrid DP/GAME framework", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 25, No. 4, pp. 1978-1986 (2010)
- [40] S. Newell, K. Spees and J. Pfeifenberger, "ERCOT Investment Incentives and Resource Adequacy", The brattle Group (2012)
- [41] B. F. Hobbs, S. Member, M. Hu, J. G. Inon, S. E. Stoft, and M. P. Bhavaraju, "A Dynamic Analysis of a Demand Curve-Based Capacity Market Proposal: The PJM Reliability Pricing Model", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 1, pp.3-14 (2007)
- [42] M. Hasani and S. H. Hosseini, "Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering complementary capacity mechanisms", *Energy*, Vol. 36, No. 1, pp. 277-293 (2011)
- [43] Hossein Seifi and Mohammad Sadegh Sepasian, "Electric Power System Planning" Springer-Verlag Berlin Heidelberg (2011)
- [44] H. Luss, "Operations research and capacity expansion problems: a survey", *Operations Research*, Vol. 30, pp. 907-947 (1982)
- [45] 松本 憲, 原 亮一, 北 裕幸, 長谷川 淳:「競争環境下における電源開発シミュレーション」, 電気学会論文誌B分冊, Vol. 128. No. 2, pp.397-406 (2008)
- [46] A. Dixit and R. Pindyck, "Investment Under Uncertainty", Princeton University Press, Nova Jersey (1994)
- [47] Fernando A.S. Postali and Paulo Picchetti, "Geometric Brownian Motion and structural breaks in oil prices: A quantitative analysis", *Energy Economics*, Vol. 28, No. 4, pp. 506-522 (2006)
- [48] C-H Wang and K. Jo Min, "Electric Power Generation Planning for Interrelated Projects: A Real Options Approach", *IEEE Trans. Engineering Management*, Vol. 53, No. 2, pp. 312-322 (2006)
- [49] 奈良宏一 編: 電力自由化と系統技術 ～新ビジネスと電気エネルギー供給の将来～, 電気学会 (2008)
- [50] Roy Billinton and Ronald N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems - second edition-" Plenum Press, New York (1998).

- [51] David Elmakias, "New Computational Methods in Power System Reliability" Springer-Verlag (2010).
- [52] R. Billinton et al., "A reliability test system for educational purposes-basic data", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 4, No. 3, pp. 1238-1244 (1989).
- [53] 経済産業省：過去の電力需要実績（最終更新日：2011 年 8 月 26 日）URL：
<http://www.meti.go.jp/setsuden/performance.html>
- [54] (財) 気象業務支援センター：地上気象観測統計値
URL:<http://www.jmbse.or.jp/index.html>
- [55] A. L. da Silva, "Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80 (2000)
- [56] A. M. Leite, R. A. G. Fernandez and C. Singh, "Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 25, No. 1, pp. 129-137 (2010)
- [57] W. Wangdee and R. Billinton, "Considering Load-Carrying Capability and Wind Speed Correlation of WECS in Generation Adequacy Assessment", *IEEE Trans. Energy Conv.*, Vol. 21, No. 3, pp. 734-741 (2006)
- [58] 今村栄一他：日本の発電技術のライフサイクル CO2 排出量評価-2009 年に得られたデータを用いた再推計-, 電力中央研究所研究報告, Y09027(2010)
- [59] NEDO 成果報告書：太陽光発電システムのライフサイクル評価に関する調査研究, No. 200900000000073
- [60] Global Wind Power "GWP82-2000kW, technical data"
- [61] 日本労働組合総連合会 北海道連合会 HP：政策調査情報, 2012 年度 第 1 号 2011 年 12 月 7 日 URL: http://www.rengo-hokkaido.gr.jp/policy/2011120701_12policyinfo_no1.html
- [62] 経済産業省：長期エネルギー需給見通しにおける新エネルギー導入見通しとコスト, 第 2 回低炭素電力供給システムに関する研究会, 配布資料 2(2008)
- [63] 環境省：エネルギー供給 WG 参考資料 1, 第 11 回 2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会 (2012)
- [64] Pieter-Tjerk de Boer, Dirk P. Kroese, Shie Mannor and Reuven Y. Rubinstein, "A Tutorial on the Cross-Entropy Method" URL:
<http://iew3.technion.ac.il/CE/files/Misc/tutorial.pdf> (2003)
- [65] Reuven Y. Rubinstein and Dirk P. Kroese, "The Cross-Entropy Method: A Unified Approach to Combinatorial Optimization, Monte-Carlo Simulation and Machine Learning" Springer-Verlag (2004)

- [66] IEC61400-1 on wind turbine generator systems (1999)

本研究に関して著者が公表した論文

- [67] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸:「不確実性と投資選択の多様性を考慮した電源開発計画シミュレーション」, 電気学会論文誌B分冊, Vol. 132, No. 9, pp.771-779 (2012)
- [68] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸:「再生可能エネルギー発電の大量導入と供給信頼度を考慮した電源開発計画」, 電気学会論文誌B分冊, Vol. 133, No. 6, pp.505-514 (2013)
- [69] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 田中英一:「間欠性電源の大量導入に対応した状態列挙法による2地域系統の供給信頼度評価手法」, 電気学会論文誌B分冊, Vol. 134, No. 4 (2014年掲載決定)
- [70] Yusuke Manabe, Ryoichi Hara and Hiroyuki Kita, "Generation Expansion Planning Considering Mass Penetration of Renewable Energy Generation and Supply Reliability", ICEE 2012, PP1-4, pp.802-807 (2012)
- [71] Yusuke Manabe, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, Katsuyuki Takitani, Takayuki Tanabe, Shiho Isihikawa and Takahiro Ohmura, "Cooperation of Energy Storage Systems and Biogas Generation for Stabilization of Renewable Energy Power Plants", IEEE Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), No.ISGT179, pp.1-5 (2013)
- [72] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 長谷川淳:「電気事業者の投資行動を考慮した不確実環境下における電源開発シミュレーション」, 平成20年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-08-109, PSE-08-118, pp.1-6 (2008)
- [73] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸:「不確実性と投資選択の多様性を考慮した電源開発計画シミュレーション」, 平成23年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-11-130/PSE-11-147, pp.37-44 (2011)
- [74] 真鍋勇介, 栗盛崇大, 原亮一, 北裕幸:「再生可能エネルギー発電の大量導入に対応した信頼度評価手法の開発」, 平成23年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-11-131/PSE-11-148, pp.45-50 (2011)
- [75] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 田中英一:「地域間連系線を考慮した状態列挙法に基づく信頼度評価手法の開発」, 平成24年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-12-077/PSE-12-093, pp.7-13 (2012)
- [76] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸:「再生可能エネルギー発電の大量導入と供給信頼度を考慮した電源開発計画」, 平成24年電気学会電力・エネルギー部門大会(論文I), No.17 (2012)
- [77] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 田中英一:「再生可能エネルギーの大量導入に対応した供給信頼度指標に基づいた容量市場設計」, 電気学会電力系統技術研究, PSE-13-016, pp.69-74 (2013)

- [78] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 滝谷克幸, 田邊隆之, 石川志保, 大村剛宏:「風力発電等分散エネルギーの広域運用システム ～蓄電池・バイオガス発電の協調制御と必要容量評価～」, 電気学会新エネルギー・環境／メタボリズム社会・環境システム合同研究会資料, FTE-13-50/MES-13-006, pp.31-37 (2011)

本研究に関して著者が行った講演発表等

- [79] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 長谷川淳:「複数の不確実性を考慮した電源開発シミュレーション」, 平成 19 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, No.74 (2007)
- [80] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 長谷川淳:「競争環境下におけるマルチエージェント型電源開発シミュレーション」, 平成 20 年電気学会全国大会, 6-039 (2008)
- [81] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸:「既存電源の再建設, 廃止を考慮した電源開発計画シミュレーション」, 平成 20 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, No.63 (2008)
- [82] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸:「複数の投資行動選択肢が考慮可能な電源開発シミュレーション」, 平成 21 年電気学会全国大会, 6-004 (2009)
- [83] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸:「信頼度を考慮した再生可能エネルギー発電を含む電源の価値評価」, 平成 23 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, No.64 (2011)
- [84] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸:「太陽光発電の等価負荷供給能力評価の地域別特性」, 平成 24 年電気学会全国大会, 6-002 (2012)
- [85] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 田中英一:「再生可能エネルギー電源の大量導入に対応した競争環境における電源開発計画シミュレーションの基礎検討」, 平成 24 年度電気情報関係学会北海道支部連合大会, No.58 (2012)
- [86] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 滝谷克幸, 田邊隆之, 石川志保, 大村剛宏:「風力発電等分散型エネルギーの広域運用システム ～蓄電池・バイオガス発電の協調制御～」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp.06-13-14 (2013)
- [87] 真鍋勇介, 原亮一, 北裕幸, 滝谷克幸, 田邊隆之, 石川志保, 大村剛宏:「風力発電等分散型エネルギーの広域運用システム ～出力安定のための必要蓄電池容量評価～」, 平成 25 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, No.59 (2013)

付 録 A 非時系列モンテカルロ法

A.1 シミュレーション手順

非時系列モンテカルロ法 [55, 56] は、各要素の状態遷移をすべて確率的事象として想定できるならば、時系列 MCS と同一の結果を得ることができ、さらに時系列の連続性を考慮しなくても良いため解の収束度が早く、加重サンプリング法などへの適応も容易であるという特徴を持っている。その評価手順を以下に示す。

- Step.1) 各要素の状態を、疑似乱数を用いて決定する。ここでいう要素は、系統負荷、発電可能量、RE 電源発電量を指す。
- Step.2) 決定された要素状態から、停電の有無を判定する。系統全体の供給予備力を算出し、供給予備力が負となった場合を停電状態と判断する。
- Step.3) これまでの判定結果から信頼度を評価する。評価結果の正確性が不十分だと判断されたら、Step.1) へ戻る。

A.2 信頼度評価指標の算出方法

モンテカルロシミュレーションの各試行における信頼度評価のテスト関数を $H(\mathbf{Y}_i)$ と表す。ここで $\mathbf{Y}_i$ は i 回目の試行における全要素の状態を表すベクトルである。全部で N 回の試行で得られる信頼度評価指標 $E[H]$ は以下の式で示される。

$$E[H] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{Y}_i) \quad (\text{A.1})$$

ここで LOLE を評価するテスト関数 $H_{LOLE}(\mathbf{Y}_i)$ と EENS を評価するテスト関数 $H_{EENS}(\mathbf{Y}_i)$ は以下の式で表される。

$$H_{LOLE}(\mathbf{Y}_i) = \begin{cases} 0 & \text{if } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{Normal}, \\ T & \text{if } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{Failure}. \end{cases} \quad (\text{A.2})$$

$$H_{EENS}(\mathbf{Y}_i) = \begin{cases} 0 & \text{if } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{Normal}, \\ \Delta P_i T & \text{if } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{Failure}. \end{cases} \quad (\text{A.3})$$

ここで $\Psi = \Psi_{Normal} \cup \Psi_{Failure}$ は $\mathbf{Y}_i$ が取りうる全ての状態空間を表し、 Ψ_{Normal} は健全状態、 $\Psi_{Failure}$ は停電状態を示す。 ΔP は停電状態における停電電力 [MW] を、 T は解析対象期間 [時間] を表し、本論文では 8760 時間を想定している。

A.3 各要素の状態決定

各要素の状態は疑似乱数によって、確率的に決定される。

- 系統負荷：一年間の負荷時系列を用意する。0-1 一様乱数をあたえ，8760 時間の内どれか一つの時間を選択する。
- RE 発電量： M 年間の発電量時系列を用意する。0-1 一様乱数をあたえ， M 年の内どれか一つの年を選択。8760 時間の内，どれを選択するかは，系統負荷の状態決定と同一の結果を用いる。
- 従来電源の発電可能量：全発電機に対して 0-1 一様乱数をあたえ，各発電機の FOR と比較し，健全状態か，故障状態かを決定する。健全状態である発電機の全電源容量を発電可能量として算出する。

A.4 2 地域連系モデルに対する評価

2 地域連系モデルでは他地域からの応援可能容量を考慮しなくてはならないため，以下の手順で $H(\mathbf{Y}_i)$ を求める。

Step.1) $\mathbf{Y}_i$ から，地域 A，B の供給予備力（発電可能量+RE 発電量-負荷）を確認する。

Step.2) ある地域の供給予備力が負，つまり供給力が不足している緊急状態であり，他の地域の供給予備力が正，つまり健全状態のとき，健全地域から緊急地域への応援可能電力量を導出する。その時の応援可能電力量は地域間連系線の送電容量と健全地域の供給予備力，どちらか低い値とする。これより，緊急地域の供給予備力は元の供給予備力と応援可能電力量の和となる。

Step.3) これまでの手順で確定した供給予備力から，各地域の $H(\mathbf{Y}_i)$ を導出する。

付 録 B 長期的不確実性の設定

本付録では第 4 章と第 5 章で用いた長期的不確実性の設定値を表 B.1, SDP で用いた 2 項格子過程を図 B.1 と図 B.2 に, 第 5 章のモンテカルロ法で用いた 1 0 0 通りの変動シナリオを図 B.3 から図 B.4 に示す。これらの不確実性はすべて幾何ブラウン運動 [47, 48] でモデル化されている。

表 B.1: 不確実性の各種設定値

種類	初年度値 [MW]	平均成長率 [%/年]	標準偏差 [%/年]	十年後平均値 [MW]
ピーク負荷	185.0	1.1	0.8	204.3
PV 導入量	1.5	27.0	4.0	17.0
WF 導入量	9.0	12.0	3.0	26.5

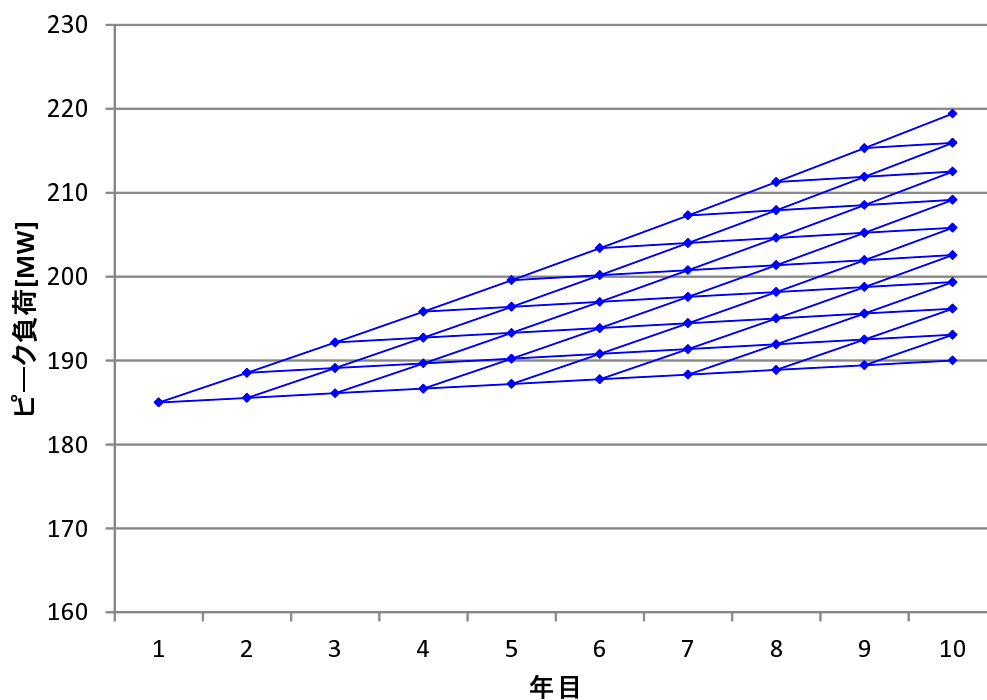


図 B.1: ピーク負荷値の推移シナリオ

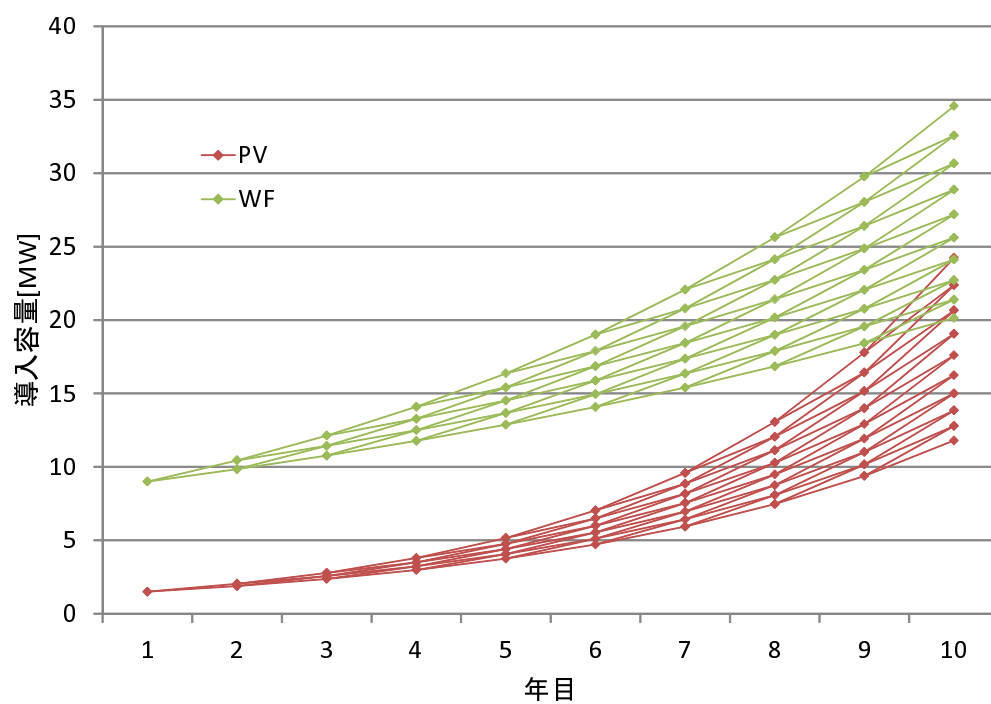


図 B.2: RE 電源導入量の推移シナリオ

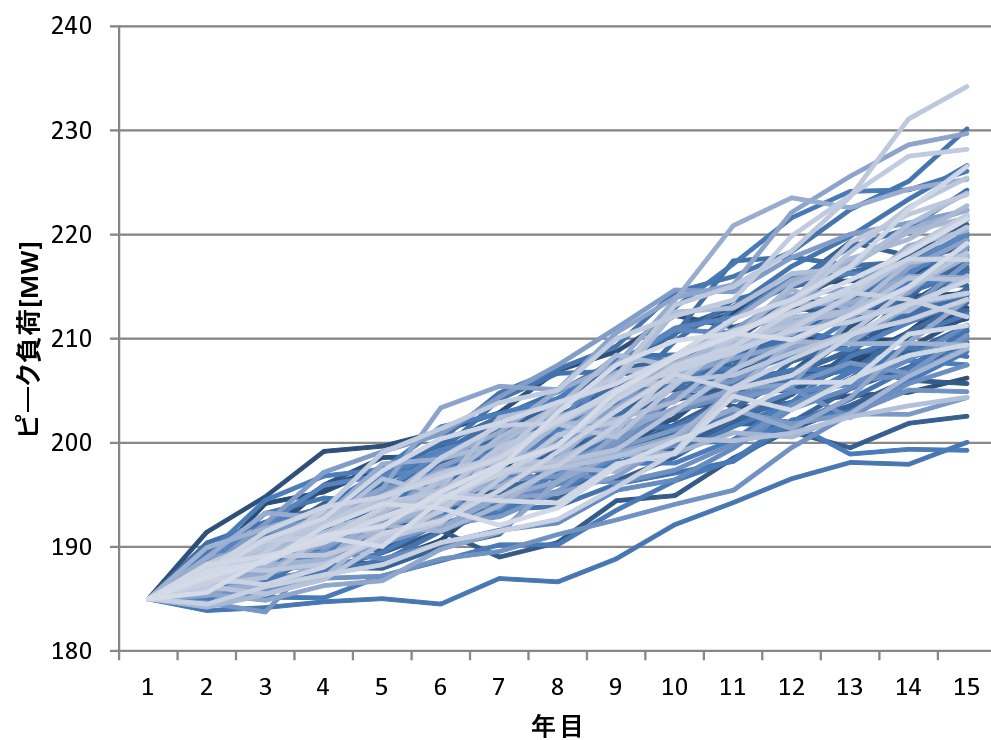


図 B.3: 需要成長シナリオ

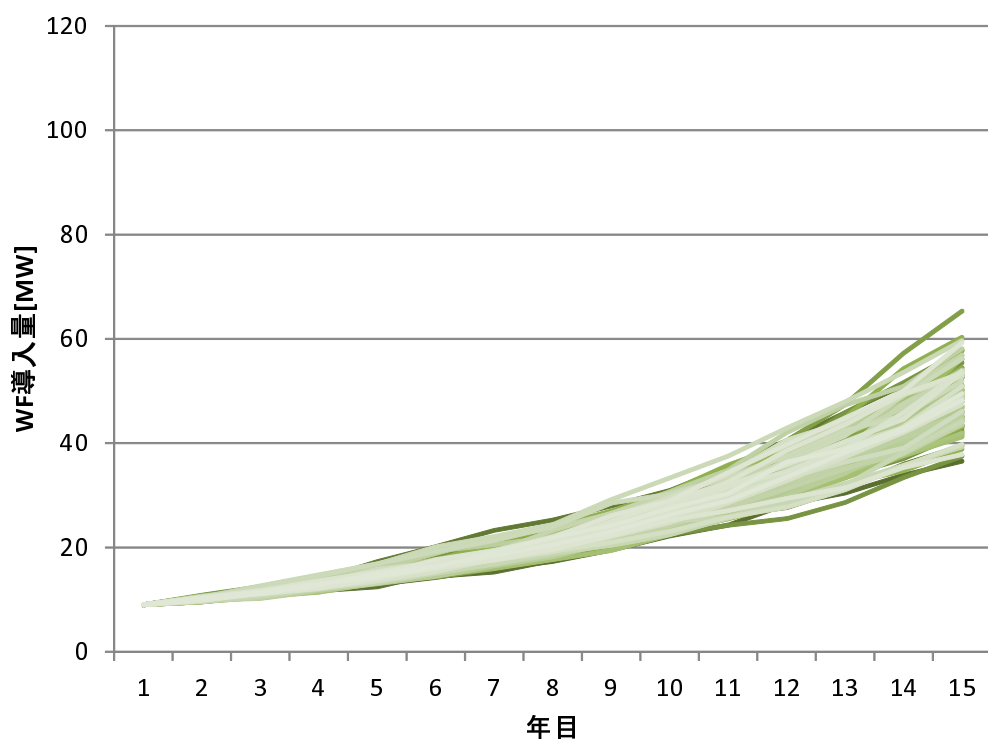


図 B.4: PV 導入シナリオ

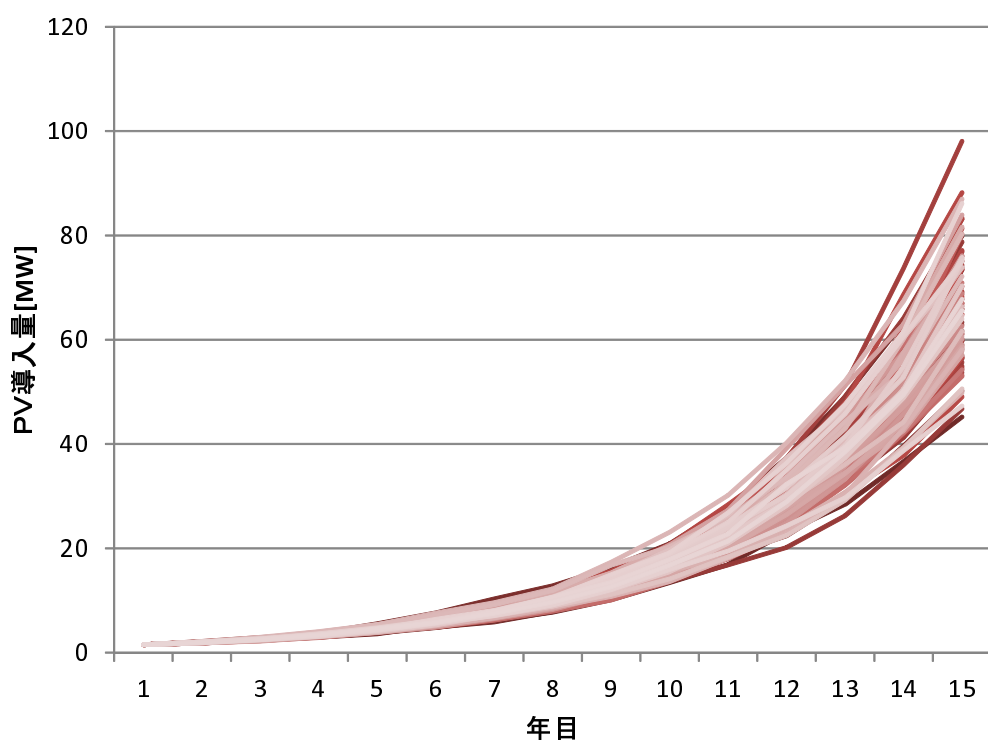


図 B.5: WF 導入シナリオ