

電力潮流による経済性を考慮した
分散的な動的電力価格決定に関する研究

2016年8月

大 川 佳 寛

学位論文 博士 (工学)

電力潮流による経済性を考慮した
分散的な動的電力価格決定に関する研究

2016年8月

慶應義塾大学大学院理工学研究科

大川 佳寛

論文要旨

本論文では、次世代電力網における電力潮流による経済性を考慮した分散的な動的電力価格決定問題を扱う。動的な電力価格決定とは、電力価格を時刻ごとに変更する価格決定手法であり、電力網における分散的な電力需給管理手法として注目されている。本研究においては、地域間の電力潮流量を含む電力網における電力需給量の一致と、電力需要家および電力供給者の利益からなる社会全体の利益最大化または費用最小化により電力網における経済性向上を達成するための、電力市場取引における動的電力価格決定アルゴリズムおよび動的インセンティブ価格決定アルゴリズムを提案する。本手法の特徴として、前日市場における1日前取引および当日市場における時間前取引においては、地域間の電力潮流を考慮した社会全体の経済的利益の最大化または費用最小化を達成する地域別/時刻別の最適な価格決定を市場参加者の利益関数の情報を用いずに分散的に行う。一方で当日市場におけるリアルタイム取引においては、各地域の電力価格決定問題に対して H_∞ 制御を適用することにより、各地域の電力需給バランスに対する各市場参加者の電力需要または発電行動における不確かさの影響を抑制する。更に本論文では、提案した各市場取引に対する動的電力価格決定手法の有効性を数値シミュレーションにより示す。

本論文の概要は以下の通りである。

第1章では、本研究の背景、目的について概説した。第2章では、本研究で取り扱う動的電力価格決定問題における問題設定として、電力需要家および電力供給者の市場取引における経済行動モデルの構築と交流電力網モデルについての説明を行った。

第3章では、第2章で構築した経済行動モデルを有する各電力市場参加者との前日市場における市場取引において、各地域の電力価格を適切に設定することにより、地域間の電力潮流量を含む電力需給量の一致と社会全体の経済的利益最大化が達成されることを示した。また本章では、これらの最適な電力価格の導出を、各市場参加者の利益関数の情報を用いずに分散的に達成するための、勾配法に基づく電力価格決定アルゴリズムならびに市場参加者の交互意思決定に基づいた分散型電力価格決定アルゴリズムを提案した。そして両手法の有効性を数値シミュレーションにより検証した。

第4章では、当日の市場参加者の電力価格に対する不確かな電力需要および発電行動による影響を抑制しつつ、各地域の電力需給偏差解消を達成することを目的として、市場参加者の不確かさを含む動的電力価格決定問題を H_∞ 制御問題として表した。更に、本問題に従って導出した H_∞ 制御器を用いることで、当日市場におけるリアルタイム市場取引に対する地域別動的電力価格更新アルゴリズムを提案し、その有効性を数値シミュ

レーションにより検証した。

第5章では、当日市場における時間前取引に関して、電力需要家の電力需給調整に対する能動的な参加と需給調整費用最小化による経済性向上を達成するための、ネガワット取引における最適インセンティブ価格設計手法を提案した。加えて、本調整を市場参加者間で金銭的な過不足なく行うための、供給者に対するペナルティ価格設計手法を示した。更に本章では、これらの最適なインセンティブ価格ならびにペナルティ価格の決定と電力需給調整費用最小化を分散的に達成するための最適インセンティブ価格決定アルゴリズムを提案した。そして提案手法の有効性を数値シミュレーションにより検証した。

第6章では、第5章で取り扱った電力需給調整問題に関して、発電電力量の超過および不足の両問題に対処するために、各地域の蓄電設備の充放電を考慮した電力需給調整手法を提案した。本手法では、発電予測情報に対して確率的な制約条件を用いて電力需給調整費用最小化問題の定式化を行うことで、蓄電設備の計画的な運用に基づく最適な電力需給調整を達成した。更に、本問題に関しても電力需要家の能動的な参加と電力需給調整費用最小化による経済性向上を達成するための、最適インセンティブ価格設定手法ならびにその分散的な導出のための市場取引に基づくインセンティブ価格決定アルゴリズムを提案した。そして提案手法の有効性を数値シミュレーションにより検証した。

第7章では、結論として、本研究の成果を要約し、今後の課題について言及した。

Thesis Abstract

A Study on Distributed Dynamic Pricing of Electricity Considering Economic Efficiency with Power Flow

Dynamic pricing is one of the most effective methods to achieve distributed energy management in a smart grid. In the dynamic pricing, electricity prices change in a short time interval according to power supply-demand balances in a power grid. This study proposes some novel dynamic pricing algorithms to maximize social welfare and improve its economic efficiency by considering power flow in a power grid. In particular, the proposed pricing algorithms derive the optimal regional electricity prices or the optimal incentive prices for consumers in day-ahead and real-time electricity market trading without any private information of electricity market participants. In addition, a dynamic pricing algorithm based on the H_∞ control is also presented in this study to deal with real-time market trading including uncertainties in behavior of market participants.

This thesis is organized as follows. Chapter 1 describes the background and purpose of this study. Then, behavior models of power consumers and generators in market trading and a power grid model are explained as the problem formulation in Chapter 2.

Chapter 3 presents a dynamic pricing algorithm in a day-ahead market trading. The proposed algorithm derives the optimal hourly and regional electricity prices without any information of private functions of power consumers and generators. This chapter also shows a dynamic pricing algorithm based on an alternating decision making among market participants to improve its convergence speed. Finally, the validity of the proposed pricing algorithms are shown with numerical simulation.

In order to reduce the effects of uncertainties in market participants' behavior in real-time market trading, Chapter 4 presents a dynamic pricing algorithm based on H_∞ control. This chapter constructs a generalized plant of the dynamic pricing problem and shows how to design the H_∞ controller to update locational electricity prices. In addition, a dynamic pricing algorithm using this designed H_∞ controller is shown and its effectiveness is verified through the numerical simulation results in this Chapter.

Chapter 5 discusses the power adjustment problem in a real-time market through negawatt trading. This chapter shows the optimal incentive design method for consumers to minimize the power adjustment cost including power reduction by consumers. As a result, the proposed method improves the economic efficiency regarding the power adjustment problem in real-time market trading. In addition, in order to guarantee the non-deficiency in the real-time market trading, the penalty price design method is discussed in this chapter. Finally, this chapter presents the real-time market algorithm to derive these optimal incentive prices and its numerical simulation results.

Chapter 6 extends the power adjustment problem discussed in Chapter 5 to deal with the problems caused by both power excess and shortage in a power grid. The proposed method in this chapter adjusts power imbalances using energy storage systems in a power network through market trading. This chapter also shows the optimal incentive design method and its power adjustment algorithm in negawatt trading. Finally, the effectiveness of the proposed algorithm is verified with numerical simulation results.

Chapter 7 concludes this study and describes its future work.

目次

第1章	序論	1
1.1	研究背景	1
1.2	従来研究	4
1.3	研究目的	6
1.4	本論文の構成	7
第2章	電力市場参加者の行動モデルと電力網モデル	11
2.1	電力潮流を考慮した動的電力価格決定	11
2.2	電力市場における市場参加者の電力需要/発電行動	13
2.2.1	電力需要家の経済行動モデル	13
2.2.2	電力供給者の経済行動モデル	14
2.3	交流電源を用いた電力網モデル	15
第3章	前日市場における電力潮流による経済性を考慮した動的電力価格決定	21
3.1	問題設定	21
3.1.1	電力潮流による経済性を考慮した社会全体の利益	21
3.1.2	本章の目的	23
3.2	前日市場における地域別最適電力価格決定	24
3.2.1	最適な電力価格	24
3.2.2	勾配法に基づく動的電力価格決定アルゴリズム	26
3.3	市場参加者の交互意思決定に基づく電力価格決定	31
3.3.1	Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM)	32
3.3.2	市場参加者の交互意思決定に基づく電力価格決定アルゴリズム	33
3.3.3	収束性解析	36
3.4	数値シミュレーション検証	40
3.4.1	シミュレーション条件	40
3.4.2	シミュレーション結果	45

3.5	本章のまとめ	52
第4章	当日市場における H_∞ 制御に基づく動的電力価格決定	53
4.1	問題設定	53
4.1.1	不確かさを含む市場参加者の電力需要/発電行動	53
4.1.2	本章の目的	55
4.2	H_∞ 制御に基づく動的電力価格決定	56
4.2.1	電力価格決定問題に対する状態空間表現	56
4.2.2	電力価格決定問題における一般化プラントの設計	59
4.2.3	地域別電力価格更新 H_∞ 制御器の設計	65
4.3	H_∞ 制御に基づく地域別電力価格更新アルゴリズム	66
4.4	数値シミュレーション検証	67
4.4.1	H_∞ 制御器設計	69
4.4.2	シミュレーション結果	73
4.5	本章のまとめ	76
第5章	ネガワット取引に基づいた電力需給調整のための最適インセンティブ価格設計	77
5.1	問題設定	77
5.1.1	ネガワット取引における需要家の電力需要削減	78
5.1.2	本章の目的	80
5.2	ネガワット取引における最適インセンティブ価格設計	80
5.2.1	電力需給調整費用最小化問題	80
5.2.2	電力需給調整費用最小化のための最適インセンティブ価格設計	82
5.3	市場取引に基づいた分散型最適インセンティブ価格決定	87
5.4	数値シミュレーション検証	92
5.4.1	シミュレーション条件	92
5.4.2	シミュレーション結果	93
5.5	本章のまとめ	100
第6章	蓄電設備の充放電を考慮したネガワット取引に基づく最適電力需給調整	101
6.1	問題設定	101
6.1.1	蓄電設備の充放電を考慮した電力需給調整	101

6.1.2	本章の目的	102
6.2	蓄電設備の充放電を考慮した最適インセンティブ価格設計	103
6.2.1	蓄電設備の充放電を考慮した電力需給調整費用最小化問題	103
6.2.2	確率的制約条件に対する凸近似	107
6.2.3	蓄電設備の充放電を考慮した最適インセンティブ価格設計	109
6.3	蓄電設備の充放電を考慮した分散型最適インセンティブ価格決定	113
6.4	数値シミュレーション検証	120
6.4.1	シミュレーション条件	120
6.4.2	シミュレーション結果	121
6.5	本章のまとめ	127
第7章	結論	129
付録A	電気学会東30機系統モデルを用いたシミュレーションモデルの構築	135
	謝辞	141
	本研究に関する発表論文	143
	参考文献	145

目 次

1.1	Chapter structure	10
2.1	Power network with deregulated electricity market	11
2.2	Utility function	14
2.3	Cost function	15
2.4	Power grid model with L areas	16
2.5	Area connection between Areas i and j	17
3.1	Alternating decision making in market trading	37
3.2	IEEE EAST 30-machine System Models with 4 Areas	41
3.3	Proportion of consumers	42
3.4	Proportion of hourly demand by consumers [79]	43
3.5	Coefficients of utility functions of consumers	44
3.6	Results of electricity prices between 10:00-11:00 [h] in day-ahead market trading	48
3.7	Results of day-ahead market trading between 10:00-11:00 [h]	49
3.8	Results of electricity prices in Areas 1-4 between 10:00-11:00 [h] via Algorithm 3.1 (dash-dot lines) and Algorithm 3.3 (solid lines)	50
3.9	Results of day-ahead market trading in Area 1 between 10:00-11:00 [h] via Algorithm 3.1 (dash-dot lines) and Algorithm 3.3 (solid lines)	50
3.10	Results of prices in Area 1	51
3.11	Result of upper bound of γ	51
3.12	Hourly electricity prices in Areas 1-4	51
3.13	Results of power balances in Areas 1-4 with day-ahead market trading	51
3.14	Result of social welfare with different types of pricing methods	52
4.1	Variances of monthly or hourly prediction errors of power demand at Kyusyu region, Japan in 2015	54

4.2	Uncertain power consuming and generating behavior of market participants	55
4.3	Structure of dynamic price decision problem with multiple areas	57
4.4	Block diagram of dynamic price decision problem	59
4.5	Generalized plant of dynamic price decision problem	62
4.6	Weighting functions in dynamic price decision problem	63
4.7	Histogram of prediction errors of power demand at Kyusyu region, Japan in 2015	69
4.8	Bode diagrams of $W_{s_i}(z)$ and $W_{l_i}(z)$	71
4.9	Bode diagrams of controllers in Areas 1-4	72
4.10	Bode diagram of $S_i(z)$	72
4.11	Bode diagram of $T_i(z)$	72
4.12	Results of electricity prices between 9:00-12:00 [h] via the proposed price decision method using H_∞ control	74
4.13	Results of power balances between 9:00-12:00 [h] via the proposed price decision method using H_∞ control	74
4.14	Results of prices in Area 2 between 9:00-12:00 [h] with different scales of uncertainties in market participants' behavior. (a): the proposed price decision method using H_∞ control, (b): the conventional gradient method (proportional control)	75
4.15	Results of power deviation in Area 2 between 9:00-12:00 [h] with $5\mathbf{w}_i$ in (c) and with $10\mathbf{w}_i$ in (d)	75
5.1	Power adjustment problem in a real-time market	78
5.2	Demand reduction with price change	79
5.3	Demand reduction with incentive	79
5.4	Errors of power supply from generators in Areas 1-4	92
5.5	Hourly incentive prices for consumers in Areas 1-4	96
5.6	Convergence of real-time retail/wholesale prices at 14:00[h]	96
5.7	Results of market trading for power adjustment at 14:00 [h]	97
5.8	Results of power adjustment using negawatt trading in Areas 1-4	98
5.9	Results of social welfare with power adjustment in real-time market trading	99

5.10	Results of profits of consumers with different incentive values	99
5.11	Results of social welfare of the entire power network and the sum of each market participant's profit	99
6.1	Power adjustment problem in a real-time market using ESS	102
6.2	Real-time power adjustment problem using future predicted power supply information	103
6.3	Errors of power supply from generators in Areas 1-4	120
6.4	Electricity incentive prices for consumers in Areas 1-4	123
6.5	Convergence of real-time retail/wholesale prices at 14:00[h] with Algo- rithm 6.1	123
6.6	Results of power adjustment in Areas 1-4 using the proposed real-time market trading with Algorithm 6.1	124
6.7	Results of power adjustment using negawatt trading with ESS in Areas 1-4	125
6.8	(a) Hourly charge or discharge power into/from ESS in Areas 1-4, (b) Amount of charge of ESSs in Areas 1-4	126
6.9	Results of social welfare with power adjustment using ESSs in real-time market trading	126
7.1	Hierarchical dynamic pricing mechanism with aggregator	133
A.1	IEEE EAST 30-machine System Models with 4 Areas	136
A.2	Power demand in Areas 1-4	139

表 目 次

1.1	Contents in electricity market trading [†]	3
3.1	Area data	42
3.2	Simulation parameters	42
4.1	Prediction errors of regional power demand	54
4.2	Results of root mean square of the power deviation in Area 2 between 9:00-12:00 [h]	76
A.1	Transmission line parameters [77]	135
A.2	Active power load [77]	138
A.3	Proportion of consumers	139
A.4	Proportion of hourly demand by consumers [79]	139

第 1 章

序論

本章では、本論文の研究背景、従来研究について説明した後、研究目的、本論文の構成について説明する。

1.1 研究背景

世界中で深刻化するエネルギー問題に対して、自然エネルギーやコージェネレーションなどの新エネルギーの導入が進む一方、電力システムの運営に対する電力需要家(以下、需要家)の積極的な参加を情報面、経済面から支援する方法としてデマンドレスポンス(需要応答)が注目されている [1-7]. その中でも、電力価格を電力需要量や発電電力量の情報に基づいて時刻や季節ごとに変更する動的電力価格決定 (dynamic pricing) は、電力網における分散的な電力需給管理に対する有効性だけでなく、現在の一般的な定額制料金に比べ需要者に経済的な利益の増加をもたらす可能性を有することからも、未来のスマートグリッドの重要な構成要素の一つとして様々な面から研究が進んでいる [8-13]. 特に日本では2016年4月からの電力市場における小売全面自由化に伴い、家庭等の小口分野でも電力会社の選択や自由な設定が可能となり、今後更に多数の需要家が電力市場取引に参加することが見込まれている [14]. 加えて、2016年1月に閣議決定された第5期科学技術基本計画 [15] において、超スマート社会* の実現のためのコアシステムとして、このような新たな電力需給調整手法に基づく「エネルギーバリューチェーンの最適化」を開発することが掲げられていることから、需要家の積極的な参加に基づいた分散的な電力需給管理の必要性の高まりを確認することができる。

*必要なもの・サービスを、必要な人に、必要な時に、必要なだけ提供し、社会の様々なニーズにきめ細かく対応でき、あらゆる人が質の高いサービスを受けられ、年齢、性別、地域、言語といった様々な違いを乗り越え、生き活きと快適に暮らすことのできる社会 [15]

ここで電力市場において電力価格を適切に決定するためには、発電コストや需要家の効用といった経済的な問題だけでなく、送電線や発電容量といった電力網の物理的な制約を考慮しなければならない [16]. 特に電力は、一般的な財とは異なり、各時刻における発電電力量と電力需要量を等しくする必要がある. すなわち電力需給量は常に同時同量を原則としており、この原則を乱すことで生じた電力需給偏差は系統における周波数変動につながり、その結果、工場製品の質の低下、更には最悪の場合、系統全体の大停電を引き起こす恐れがある. 従って、電力系統を安定して運用するためには、利己的な市場参加者が介在する自由化された電力市場においても、電力需給量に関して同時同量の原則を満たすように適切な電力価格を決定する必要がある.

次に電力自由化の背景と動的電力価格決定を行う電力市場の市場形態について説明する. まずこれまで多くの国で電力会社が地域独占を認められ、電力価格を任意に決定し続けていたのは、電力産業には規模の経済、すなわち発電設備の規模を大きくすることで発電コストの削減が達成されると考えられていたためである [17,18]. 加えて、先述したように電力は常に同時同量を満たさなければならないが、需要側の電力需要量を制御することは難しく、電力会社が大規模発電機の発電電力量の総和を電力需要量に一致するように調整する必要があったことも理由として挙げられる. しかしながら、再生可能エネルギー発電設備や蓄電池等の分散型電源の低価格化により、必ずしも発電・小売分野において規模の経済性が成り立たなくなったことに加え、情報通信 (ICT: Information and Communication Technology) 技術の発展に伴い、需要側の制御に関して可能となったことなどから電力自由化が進められてきた. 特に米国、欧州では、1980年代後半から1990年代初頭にかけて電力自由化に向けた動きが始まり、現在では米国の PJM 市場 [19] や北欧のノルドプール市場 [20] などにおいて、自由化された電力市場取引が行われている. 一方、日本では1995年より電力自由化が始まり、2003年には電力市場として日本卸電力取引所 (JEPX) [21] が設立され、卸電力取引が行われている. 加えて、2011年3月に発生した東日本大震災以降、電力システムの分散的な管理の必要性が見直され、2013年4月に閣議決定された電力システム改革方針 [14] に従って、発送電分離を含めた電力システムの完全自由化の達成に向けて様々な取り組みが行われている.

ここで Table 1.1 に自由化された電力市場における主な市場取引内容を示す. 先述したような各国に存在する全ての電力市場が、本表に示す市場取引内容を全て取り扱っているわけではないが、各市場とも、前日までに「前日市場 (一日前市場)」において大まかな電力需給量とその取引価格の決定を行い、実際に発電する1~数時間前までに「当日市場 (時間前市場, リアルタイム市場)」において、前日市場からのずれを抑えること

Table 1.1 : Contents in electricity market trading[†]

エネルギー取引	先物取引	将来のある時点で、あらかじめ定められた価格にて原資産を『売る』、あるいは『買う』という契約.
	一日前取引	一日前に取引を行う市場.
	時間前取引	一日前市場で決まったスケジュールが、その後の事態により変更の必要が生じた場合に、調整を行うための市場.
	リアルタイム取引	現物契約量(系統運用者に提出された値)と実取引量のからなるマクロ的な発電電力量・電力需要量の偏差を調整するための取引.
補間的取引		アンシラリー・サービス市場: 周波数制御サービス, 予備電力, 無効電力等, 系統運用上必要なサービスを, 系統運用者が調達する市場.
		派生的市場: 金融的送電権や容量権等, 各種義務や制度から生じる権利を売買する市場.

[†] 資源エネルギー庁 電気事業分科会, 第9回電気事業分科会会合 資料集 [22] より一部抜粋

で電力の質を安定化させることを市場取引の基本プロセスとしている。

ここで、自由化された電力市場における動的電力価格決定に関する問題として、以下に示す検討課題が挙げられる。

1. 電力網における物理的な問題に関する検討課題
 - 1.1 電力網における電力需給バランスの一致
 - 1.2 地域間の電力潮流の考慮
 - 1.3 電力系統内の系統周波数の安定化
 - 1.4 電力系統内の電圧の安定化
2. 市場取引に関する検討課題
 - 2.1 社会全体の利益(公共利益)の最大化
 - 2.2 各市場参加者の個人情報に関する秘匿性の保持
 - 2.3 電力市場取引における通信ネットワークに関する問題

本研究では、これらの検討課題の内、まず電力網における物理的な問題に関して、電力網における各地域の電力需給バランスの一致を達成する動的電力価格決定アルゴリズムについて検討を行う。加えて、日本でも2015年4月に電力広域的運営推進機関(OCCTO: Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators) [23] が設立されたことから示されるように、区域(エリア)を超えた効率的な電力需給管理を行うことが求められている。従って、本研究においては地域間の電力潮流量を考慮した電力需給

バランスの一致を達成することを目指す。一方で他の検討課題に関してであるが、Table 1.1に示すように、両課題とも補間的取引としてアンシラリー・サービス市場において取引される項目である。従って、本研究における検討課題からは除外する。ただし、周波数に関しては電力需給バランスに、また電圧に関しては無効電力量に依存するため、両課題とも本研究における検討課題に対して付随して考慮できることに留意されたい。

次に市場取引に関する検討課題についてであるが、本研究では需要家および電力供給者(以下、供給者)を含む社会全体の経済的な利益最大化を達成する電力価格決定問題について扱う。また、その際に前日市場における一日前取引および当日市場における時間前取引に関しては、電力需要に関する効用関数や発電費用関数などからなる各市場参加者の利益関数の情報に関して秘匿性を保持しながら社会全体の利益最大化を達成する価格決定アルゴリズムを提案する。一方、当日市場におけるリアルタイム取引に関しては、これらの情報を用いることで、各市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさの電力需給バランスに対する影響の抑制を目指す。その他の市場取引における通信ネットワークに関する検討課題としては、ネットワーク構造に関する評価および検討 [24] やサイバー攻撃への対策 [25, 26] などが挙げられるが、これらの問題は本研究の方向性とは大きく異なるため、本研究における検討課題から除外する。

1.2 従来研究

前節で述べたように、自由化された電力市場取引において電力価格を適切に決定するためには、物理、経済の両側面から価格決定問題を考慮する必要がある。従って、動的電力価格決定に関する研究は、制御工学のみならず、電力系統工学、数理最適化、社会経済学といった様々な方面から行われてきた [27–33]。特に電力系統工学において、電力系統内の各地域または各母線の最適な電力価格を決定する問題は、最適電力潮流 (OPF: optimal power flow) 問題または地点別限界価格 (LMP: locational marginal price) 問題として古くから研究されてきた [34–37]。しかしながら、これらの研究においては、各地域に存在する発電設備の総発電費用を最小化することを目的としており、需要家の利益については考慮されていなかった。これに対し、近年では、需要家の電力需要に伴う金銭的満足度を表す効用関数を用いることで、需要家の利益を含めた電力網における社会全体の利益を最大化する最適電力価格決定手法が提案されている [38–46]。他にもゲーム理論を用いた電力価格決定問題に関する研究 [47–49] も盛んに行われており、これらの文献では電力市場における市場参加者に対して自身の利益のみではなく、公共的な利益

として系統周波数や潮流変動等を考慮した最適化問題の設計が行われている。また経済学の一分野であるメカニズムデザイン [50, 51] に基づいた電力価格決定問題に関する研究もなされており、電力市場内で各市場参加者が戦略的に行動する場合に、市場参加者が市場管理者に虚偽の申請をすることを考慮した価格決定アルゴリズム [52] や市場参加者の電力市場取引に参加することについての利益を保証したアルゴリズム [53] も提案されている。

しかしながら、これらの動的電力価格決定問題に関する多くの先行研究では、各市場参加者が分断された電力市場に存在することを想定しており、各地域間の電力潮流を積極的に利用した効率的な電力需給管理と需要家の利益を含む社会全体の利益最大化問題に関して議論を行っている研究は未だ数少ない。この内、文献 [54] ではキルヒホッフの電流則を用いることで、電力潮流を考慮した動的電力価格決定手法が提案されているが、直流送電であるため適用先の電力網が限定的である。従って、一般的な交流電力網に対する地域間の電力潮流を考慮した需要家の利益を含む社会全体の利益最大化のための動的電力価格決定手法を提案することが求められている。

ここで、上述したような電力価格決定手法に関する先行研究の多くは、双対分解とその求解手法である Uzawa's method [55] に基づいて価格決定アルゴリズムを提案している。双対分解とは、もとの最適化問題の双対問題が、これを構成するラグランジュ関数から設計変数ごとに分解した個別の最適化問題を用いて表現可能であることを示したもの [56] であり、Uzawa's method においては、その分解された各最適化問題の最適解を用いてラグランジュ乗数の更新を行うことで双対問題の求解を行う。従って、もとの最適化問題を市場管理者が考慮する社会全体の利益最大化問題、分解された各個別の最適化問題を市場参加者の利己的な行動、そしてラグランジュ乗数を価格とみなすことで、Uzawa's method は市場原理そのものとして理解することが可能である [57]。またこの Uzawa's method に基づいた価格更新においては、各市場参加者の利益関数の情報を市場管理者および他の市場参加者に公開する必要がないことから、本手法は市場参加者の秘匿性を保持した市場取引に対して有用な手法であると言える。しかしながらその半面、最適解までの収束に関して多くの反復回数が必要という問題点が挙げられる。そこでこの問題を解決するために、ADMM(Alternating Direction Method of Multipliers) [58–61] や PCPM(Predictor Corrector Proximal Multiplier) [62, 63] などの最適化問題の求解における分散性を保持しながらアルゴリズムの高速化を達成するための最適化手法の提案とその価格決定問題に対する適用に関する研究が盛んに行われている。

一方、上記の Uzawa's method に基づいた電力価格決定アルゴリズムにおいては、各

ステップにおける電力価格の更新が、現ステップの価格に各市場参加者が利己的に決定した電力需要量と発電電力量からなる需給偏差に定数のステップ幅を掛けた値を足すことで行われる。従って制御工学の観点からすると、Uzawa's methodに基づいた電力価格決定アルゴリズムは、電力価格を状態とした比例制御 (P 制御) に基づく電力需給偏差解消問題とみなすことができる。このことから、Uzawa's method におけるステップ幅、すなわち P 制御における比例ゲインを適切な値に定めることにより、電力網における電力需給量の一致を達成するような電力価格の決定が行われることが分かる。しかしながら、本手法は P 制御に基づく価格更新であるため、システムの不確かさ、すなわち各市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさに対して脆弱であるという問題点がある。一方で制御工学においては、システムの不確かさに対してロバストな制御手法として H_∞ 制御が提唱されており、これまで不確かさを有するシステムに対する制御問題に対して数多くの有益な結果を得ている。特に H_∞ 制御では、重み関数を適切に設定することにより、設計者が所望する制御仕様を満たすような制御器の設計が可能である [64]。従って、本研究が目指す電力潮流を考慮した各地域の電力価格決定に対しても、不確かさを考慮した本手法を用いることが有効であると考えられる。

また、前節に示した電力市場における二つの市場、すなわち前日市場と当日市場を組み合わせた市場メカニズムに関する研究もなされている。特に文献 [65, 66] では再生可能エネルギー発電電力量の不確かさに対して、前日市場において決定した発電電力量の不足分をリアルタイム市場において供給者から新たに購入することで電力需給調整を行う手法が提案されている。加えて文献 [67] では、前日市場の価格に基づいて当日市場価格を決定し、需要家および発電所に再度伝達することで電力需給調整する手法が提案されている。しかしながら先述したように、これらの手法においても地域間の電力潮流は考慮されておらず、また電力需給調整後の社会全体の利益に関する議論が行われていない。従って、これらの市場を統合する電力価格決定メカニズムの構築とその有用性を示すことが求められている。

1.3 研究目的

本研究の目的は、スマートグリッドにおける分散的な電力需給管理のための、交流電力網における電力潮流による経済性を考慮した動的電力価格決定メカニズムを構築することである。そして本研究目的を達成するために、本論文においては、前日市場、当日市場における各電力市場取引に関する分散的な動的電力価格決定アルゴリズムを提案する。

具体的には、まず本研究においては、送電線によって連結された複数の地域からなる交流電力網を対象とし、その各地域に存在する需要家および供給者を電力市場参加者と定める。そして、前日市場取引において、これらの市場参加者と電力網および電力市場の管理者が市場取引を行うことによって、各地域間の電力潮流量を考慮した翌日1日の時刻別かつ地域別の最適な電力需給量を決定するための動的電力価格決定アルゴリズムを提案する。また提案する市場アルゴリズムに従って電力価格を更新することで、各地域の電力価格がそれぞれ電力網における社会全体の経済的な利益を最大化する最適な電力価格へと収束することを示す。

次に当日市場におけるリアルタイム取引の目的を、各市場参加者による電力需要/発電行動における不確かさの影響を抑制し、各地域の電力需給偏差を低減することと定める。そして本目的を市場取引に基づいて達成するために、市場参加者の不確かさを含む動的電力価格決定問題を H_∞ 制御問題として表し、本問題に従って設計した H_∞ 制御器を用いた地域別電力価格更新アルゴリズムを提案する。

一方、上記のリアルタイム取引において不確かさとして対処不可能な電力需給偏差を事前に除去するために、本研究では当日市場の時間前取引において需要家参加型の電力需給調整を行う。特に本研究においては、この電力需給調整に関して、需要家の能動的な参加と電力需給調整費用最小化による経済性の向上を達成するための最適インセンティブ価格設計手法を提案する。更には発電設備の発電超過および発電不足の両問題に対して電力需給調整を行うために、各地域の蓄電設備による充放電を考慮した電力需給調整手法を提案する。そしてこのインセンティブ価格に基づく最適な電力需給調整を分散的に達成するための分散型市場アルゴリズムを提案する。

また各電力市場取引に対して提案した動的電力価格決定アルゴリズムおよび電力需給調整アルゴリズムについては、電気学会東30機系統電力網モデルに基づいて設計した電力網モデルを用いた数値シミュレーションより有効性の検証を行う。

1.4 本論文の構成

本論文は7章から構成されている。各章の概要を以下に示す。また、各章の繋がりを Fig. 1.1 に示す。

第1章 序論

本章では，研究背景と従来研究の内容を述べ，本論文の立ち位置と目的を明確にした後，本論文の構成を述べる．

第2章 電力市場参加者の行動モデルと電力網モデル

本章では，本論文で取り扱う動的電力価格決定問題における問題設定として，需要家および供給者の市場取引における経済行動モデルの構築を行う．加えて，地域間の電力潮流を考慮した電力価格決定を行うために，本研究で取り扱う交流電力網モデルについて説明する．

第3章 前日市場における電力潮流による経済性を考慮した動的電力価格決定

本章では，第2章で構築した各市場参加者の経済行動モデルと交流電力網モデルを用いることで，前日市場取引における地域間の電力潮流による経済性を考慮した最適な電力需給量を決定し，社会全体の経済的な利益最大化を達成するための分散的な電力価格決定アルゴリズムを提案する．加えて本章では，アルゴリズムの収束速度向上を目的として，市場参加者の交互意思決定に基づいた分散型電力価格決定アルゴリズムの提案を行う．また本提案アルゴリズムを用いることで各地域の電力価格が最適な電力価格へと収束することをリアプノフの安定定理を用いて示す．最後に，本章で提案した両電力価格決定アルゴリズムの有効性について，数値シミュレーションにより検証する．

第4章 当日市場における H_∞ 制御に基づく動的電力価格決定

市場参加者である需要家および供給者は常に自身の利益を最大化するような最適な電力需要/発電行動をとるとは限らず，その行動には不確かさが存在する．そこで本章では，当日の市場参加者の電力価格に対する不確かな電力需要および発電行動を考慮した H_∞ 制御に基づく動的電力価格決定手法を提案する．具体的には，当日における各市場参加者の電力需要および発電行動における不確かさを，第2章で構築した各市場参加者の経済行動モデルに対する乗法的な不確かさとして表す．そしてこれらの行動モデルと地域間の電力潮流方程式に基づいて動的電力価格決定問題に関する一般化プラントを構築し，各地域の電力価格を更新するための H_∞ 制御器の設計を行う．また本章では，

設計した H_∞ 制御器を用いた地域別動的電力価格決定アルゴリズムを提案し、最後に、本手法の有効性について数値シミュレーションにより検証する。

第5章 ネガワット取引に基づいた電力需給調整のための最適インセンティブ価格設計

本章では、当日市場の時間前取引におけるネガワット取引に基づいた最適電力需給調整のための最適インセンティブ価格設計手法を提案する。具体的には、時間前取引の目的である電力需給調整に関して、各需要家の需給調整に対する能動的な参加の誘因と電力需給調整費用の最小化による経済性の向上を達成するための、前日市場価格を用いた最適インセンティブ価格設計方法を示す。加えて本章では、上記の電力需給調整を市場参加者間で金銭的な過不足なく達成するための、供給者に対するペナルティ価格設計方法を示す。更に、最適インセンティブ価格を市場取引に基づいて導出するための分散的な市場アルゴリズムを示し、最後に本手法の有効性について数値シミュレーションにより検証する。

第6章 蓄電設備の充放電を考慮したネガワット取引に基づく最適電力需給調整

本章では、第5章で取り扱った電力需給調整問題に関して、各地域の大容量蓄電設備による充放電を考慮することで、供給者による発電電力量不足/超過の両問題に対処可能な最適電力需給調整手法を提案する。また本手法では、発電予測情報に対して確率的な制約条件を用いて電力需給調整費用最小化問題の定式化を行うことで、蓄電設備の効率的な運用を達成する。そして本手法に関しても、ネガワット取引に基づいて需要家の能動的な参加と電力需給調整における経済性向上を達成するための、需要家に対する最適インセンティブ価格設計手法とその分散的な市場アルゴリズムを示す。最後に、本提案市場アルゴリズムの有効性について、数値シミュレーションにより検証する。

第7章 結論

本論文についてまとめ、今後の課題、展望について述べる。

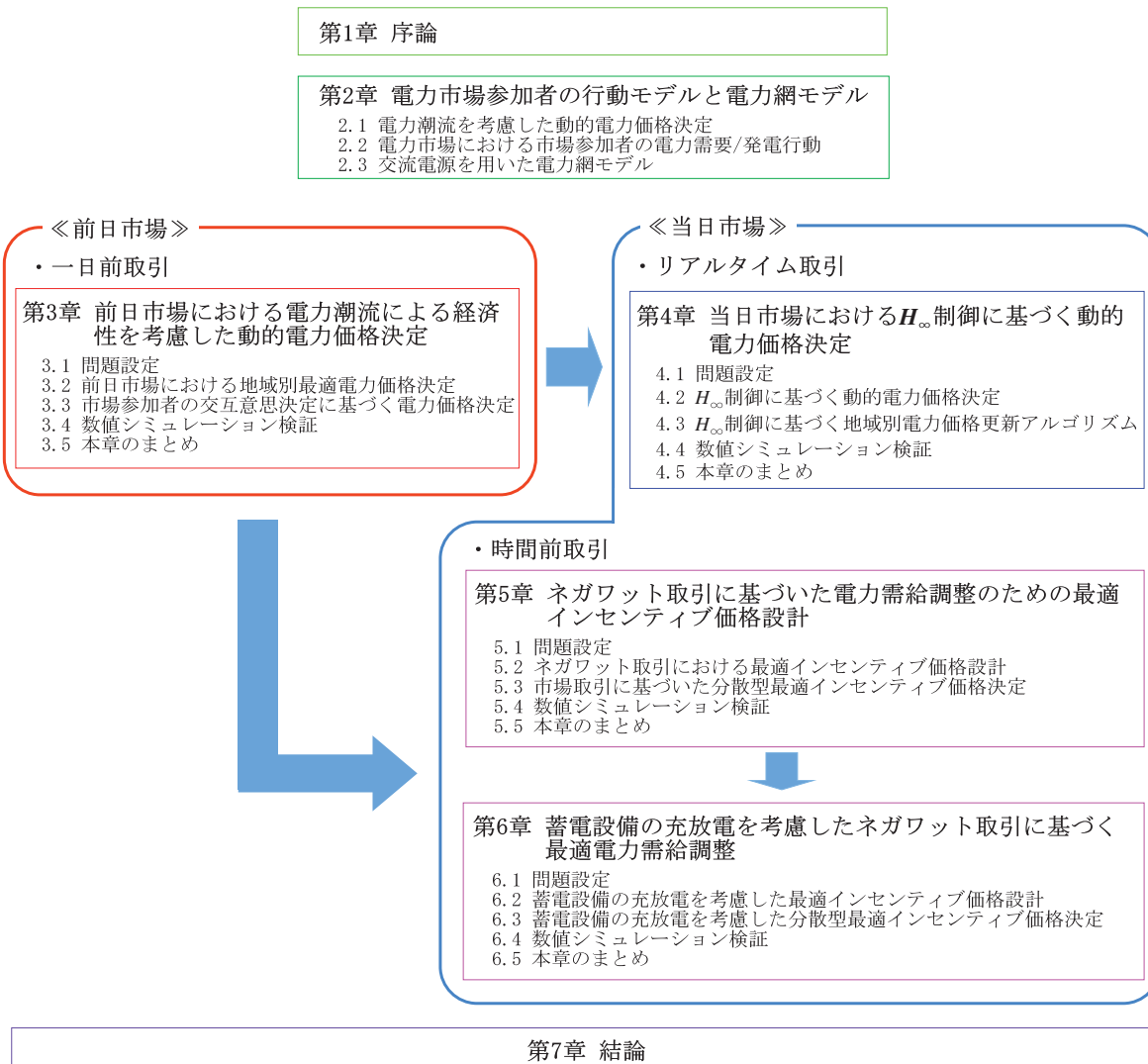


Fig. 1.1 : Chapter structure

第 2 章

電力市場参加者の行動モデルと電力網モデル

本研究では、電力市場における市場取引において電力価格を適切に定めることにより、電力網内の電力潮流による経済性を考慮した最適な電力需給管理を分散的に達成することを目指す。そこで本章では、本研究の問題設定として、電力市場参加者の市場取引における経済行動モデルの構築および本研究が対象とする交流電力網モデルの記述を行う。

2.1 電力潮流を考慮した動的電力価格決定

Fig. 2.1 に本研究が対象とする自由化された電力市場を含む電力ネットワークの概念図およびネットワーク内における電力市場取引内容を示す。ここで本研究では、ネットワーク内に複数の地域が存在し、各地域間においては送電線を通じて電力潮流が生じるような交流電力網を対象とする。また本研究においては、電力市場内で電力市場取引を行う市場参加者として次に示す 3 種類の市場参加者を想定する。

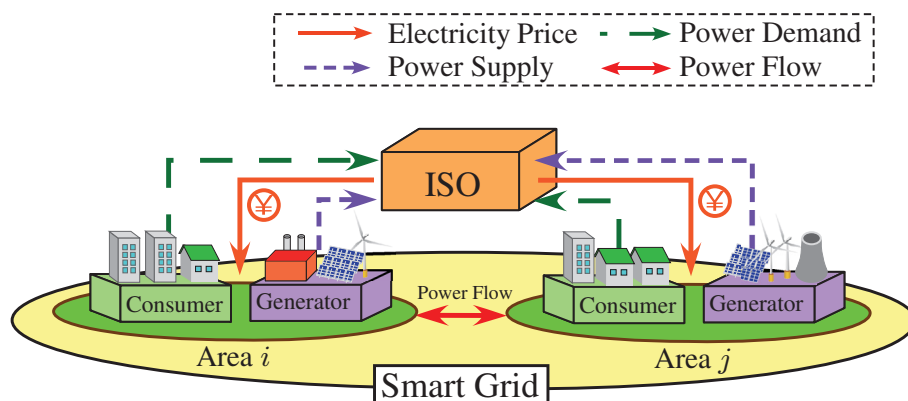


Fig. 2.1 : Power network with deregulated electricity market

電力市場参加者

1. 電力需要家 (Consumer)
2. 電力供給者 (Generator)
3. 独立系統運用機関 (ISO: Independent System Operator)

上記の市場参加者の内、電力需要家 (需要家) および電力供給者 (供給者) はそれぞれ各地域に存在するものとする。また ISO は電力市場を含む電力ネットワーク全体の管理を行う非営利組織である。そして本電力ネットワーク内に存在する電力市場においては、Fig. 2.1 に示すように、各地域の需要家および供給者はそれぞれ ISO より提示された電力価格に対して利己的に自身の電力需要量および発電電力量を決定する。一方で ISO は地域間の電力潮流量の決定と各地域の電力価格の更新を行うことで各地域の電力需給偏差解消を目指す。ここで、以下の Algorithm 2.1 に本研究が対象とする電力市場における市場取引に基づいた基本的な電力価格決定プロセスを示す。ただし ISO は電力価格の情報を全ての需要家と供給者に伝えることができるものとする。

Algorithm 2.1: 自由化された電力市場における動的電力価格決定

Step 1: 初期電力価格の決定

ISO は各地域における単位電力量当たりの電力価格を任意に定め、その価格情報を各需要家および供給者に伝える。

Step 2: 電力需要量、発電電力量および地域間潮流量の決定

ISO から伝えられた電力価格を基に各需要家は電力需要量を決め、その情報を ISO に伝える。各供給者も電力価格を基に自身の発電電力量を決め、その情報を ISO に伝える。一方、ISO は各地域の電力価格に基づいて、各地域間の電力潮流量ならびに自身が管理する各地域の大型発電設備の発電電力量を決定する。

Step 3: 電力価格の決定、更新

Step 2 において決定された各市場取引量が、電力需給バランスを含む電力網における各種制約を満たす場合はその価格が実際の電力価格として決定される。一方、満たさない場合には、ISO は各地域の電力価格を新たな価格に更新して各需要家や供給者に再度伝える。

Step 4: 反復

Step 2 へ戻り、電力需要量、発電電力量および電力潮流量の決定と電力価格の更新を再び行う。

このように ISO が需要家および供給者と市場取引を行い、その情報を基に電力価格の更新を行うことで、利己的な市場参加者が各地域に分散的に存在する電力網においても、

電力需給バランスを満たし、かつ社会全体の利益を最大化するような電力価格の決定を達成することが見込まれる。

また本論文で用いる電力ネットワークに関する記号として、ネットワーク内に存在する地域数を L 、各地域番号の集合を $\mathcal{A} = \{1, 2, \dots, L\}$ と定める。

2.2 電力市場における市場参加者の電力需要/発電行動

前節では本研究が対象とする電力ネットワークとその電力市場取引の概要について述べた。次に本節では、市場参加者である各地域の需要家および供給者が、この電力市場取引においてどのように自身の電力需要量または発電電力量の決定を行うかについて述べる。ただし本研究においては、代表エージェント (代表的個人) [68] の概念を用いることで、各地域に複数存在する需要家および供給者をそれぞれ一つの需要家または供給者にまとめ、地域単位の電力需要量および発電電力量の決定を行うものとする。

2.2.1 電力需要家の経済行動モデル

まず需要家について説明する。本研究では各市場参加者は自身の利益最大化のみを考慮して利己的に行動するものとする。この時、地域 i の需要家の電力需要に関する利益関数 $\mathcal{W}_{d_i}(x, \lambda_i)$ は次式で表される。

$$\mathcal{W}_{d_i}(x, \lambda_i) = v_i(x) - \lambda_i x, \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (2.1)$$

ただし $v_i(x)$ は地域 i の全需要家が有効電力 x を消費した時に得る金銭的な価値 (満足度) を表す関数であり、経済学においては効用関数 [38, 69] とも呼ばれている。一方、 λ_i は地域 i の単位電力量当たりの電力価格である。それゆえ、 $\lambda_i x$ は有効電力 x を消費したときに各需要家が支払う費用となる。従って各地域の需要家は、Fig. 2.2 に示すように、ISO より提示された電力価格 λ_i に対して式 (2.1) で表される正味の利益が最大となるように有効電力の電力需要量を決定する。以上より、電力市場取引において、各地域の需要家が電力価格 λ_i に対して決定する電力需要量 d_i^o は次式で表される。

$$d_i^o = \arg \max_{d_i^{\min} \leq x \leq d_i^{\max}} \mathcal{W}_{d_i}(x, \lambda_i), \quad i \in \mathcal{A} \quad (2.2)$$

ただし d_i^{\max} , d_i^{\min} はそれぞれ地域 i に存在する全需要家の総消費電力の上下限值である。

また本研究においては、各地域の需要家の効用関数 $v_i(x)$ に対して次の仮定を置く。

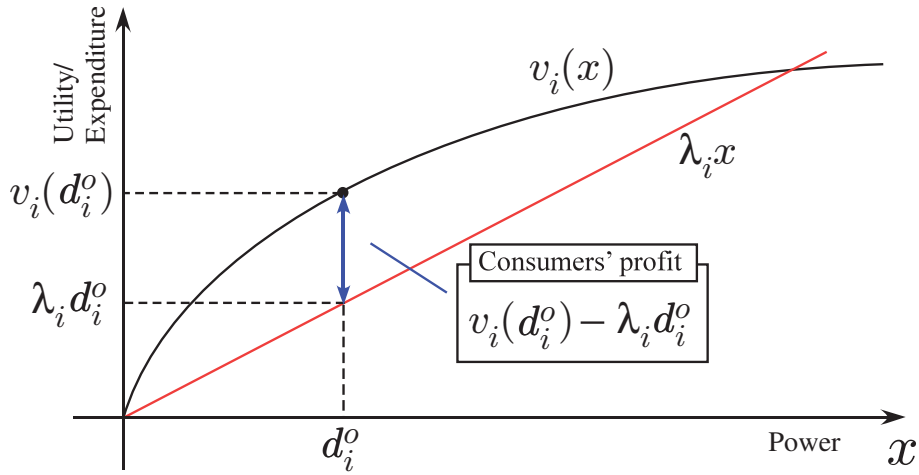


Fig. 2.2 : Utility function

仮定 2.1. 全ての $i \in \mathcal{A}$ に対して, 効用関数 $v_i(x)$ は $\mathcal{C}^2[0, \infty)$ で単調増加, 厳密に凹である.

この仮定より, 効用関数 $v_i(x)$ は Fig. 2.2 に示すように, 電力需要量 $x \simeq 0$ で小さく, 変化率が大きくなり, $x = 0$ つまり停電に対する満足度がゼロで, それ以降急速に満足度が上昇することを表している. 一方, 電力需要量 x がある程度大きくなった状況では, 多少使用可能電力が増えたところで満足度に大きな変化がないこと, すなわち電力消費に関しても「限界効用逡減の法則 [69]」が成り立つことを表す.

2.2.2 電力供給者の経済行動モデル

次に供給者に関して説明する. 供給者も需要家と同様に利己的に行動するものとする. この時, 各地域の供給者の発電に関する利益関数 $\mathcal{W}_{s_i}(x, \lambda_i)$ は次式で表される.

$$\mathcal{W}_{s_i}(x, \lambda_i) = \lambda_i x - c_i(x), \quad i \in \mathcal{A} \quad (2.3)$$

ここで $c_i(x)$ は地域 i の全供給者が有効電力 x を発電した時にかかる発電費用を表す費用関数である. また式 (2.1) と同様に λ_i は地域 i の単位電力量当たりの電力価格であり, それゆえ $\lambda_i x$ は有効電力 x を発電した時の各供給者の収入となる. 従って各地域の供給者の正味の利益は Fig. 2.3 のように表され, 各地域の供給者が電力価格 λ_i に対して決定する発電電力量 s_i^o は次式で表される.

$$s_i^o = \arg \max_{s_i^{\min} \leq x \leq s_i^{\max}} \mathcal{W}_{s_i}(x, \lambda_i), \quad i \in \mathcal{A} \quad (2.4)$$

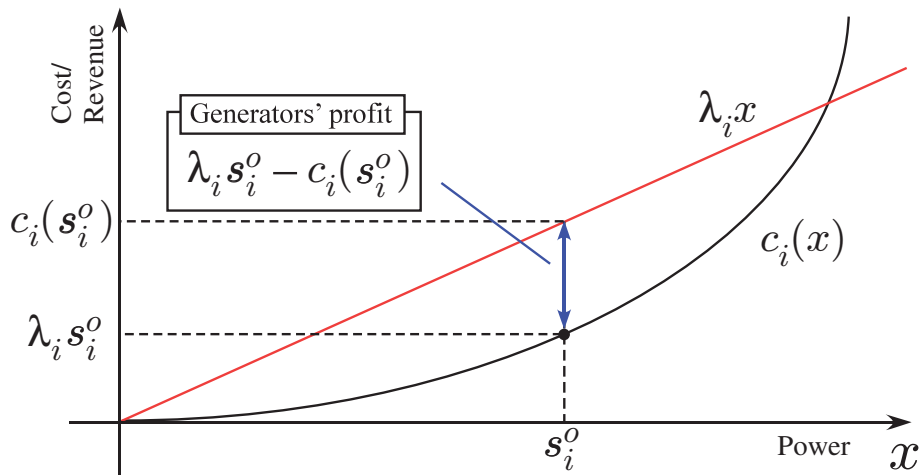


Fig. 2.3 : Cost function

ただし, s_i^{\max} , s_i^{\min} はそれぞれ地域 i の供給者全体の総発電電力量に関する上下限值である.

ここで各地域の供給者の費用関数 $c_i(x)$ に対して次の仮定を置く.

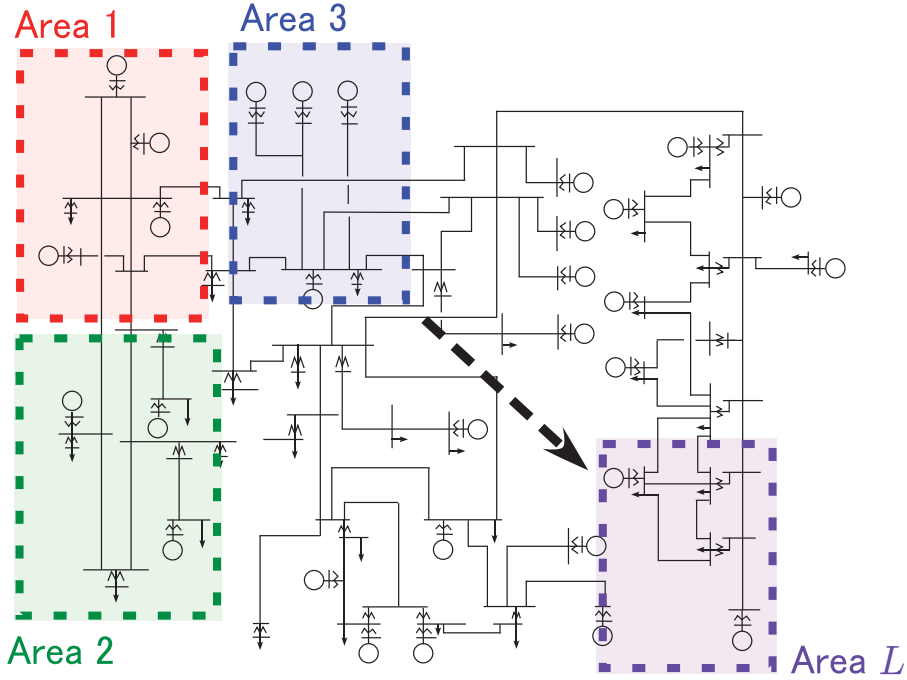
仮定 2.2. 全ての $i \in \mathcal{A}$ に対して, 供給者が所有する発電設備の発電費用関数 $c_i(x)$ は $\mathcal{C}^2[0, \infty)$ で単調増加, 厳密に凸である.

一般に, 供給者は発電費用の小さな発電機から稼働させ, 最終的に発電コストが高い発電機の運転を行う. 従って実際の発電費用は段階的に大きくなるため厳密には矩形波を用いて表される. 本研究においては, この発電費用に対してマクロなエネルギー経済の制度設計に関して議論するため, 上記の仮定によりその費用関数を Fig. 2.3 に示すような下に凸な関数と近似する.

2.3 交流電源を用いた電力網モデル

本研究では, 電力ネットワーク内の電力潮流による経済性を考慮した電力価格決定を行うことを目的とする. そこで本節では, 本研究で扱う交流電力網に関する説明を行う.

一般に電力ネットワークは無数の発電機, 変電所, 需要家などの動的負荷および送電線によって形成される. 本研究ではこのような大規模で複雑な電力ネットワーク全体を, Fig. 2.4 に示すように L 個の複数の地域に分割する. ここで各地域に存在する母線数を n_i , $i \in \mathcal{A}$ とし, また地域 i に隣接する地域番号の集合を \mathcal{A}_i と定める. 加えて, 各地域内に存在

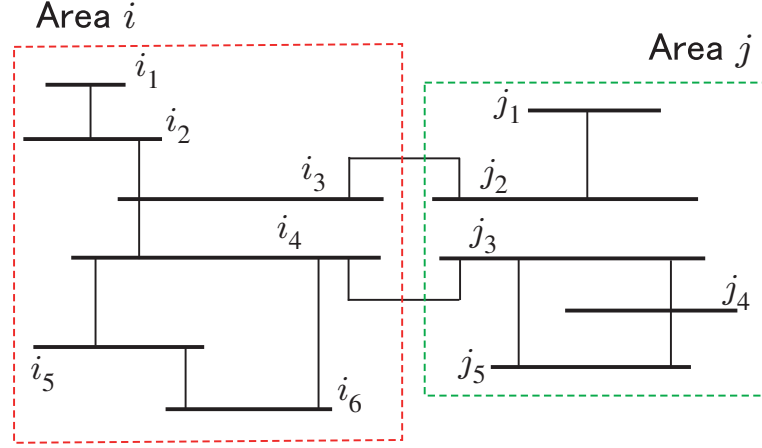
Fig. 2.4 : Power grid model with L areas

する母線の電圧位相角および複素電圧をそれぞれ θ_{i_k} , \dot{V}_{i_k} , $\forall k \in \mathcal{N}_i$, $\mathcal{N}_i := \{1, 2, \dots, n_i\}$, $\forall i \in \mathcal{A}$ と定める. この時, 地域 i から隣接する地域 $j \in \mathcal{A}_i$ に流れる有効電力 P_{ij} は次式で表される [70].

$$P_{ij} = \sum_{(i_k, j_l) \in \mathcal{N}_{ij}} |\dot{V}_{i_k}| |\dot{V}_{j_l}| G_{i_k j_l} \cos(\theta_{i_k} - \theta_{j_l}) + \sum_{(i_k, j_l) \in \mathcal{N}_{ij}} |\dot{V}_{i_k}| |\dot{V}_{j_l}| B_{i_k j_l} \sin(\theta_{i_k} - \theta_{j_l}), \quad i \in \mathcal{A} \quad (2.5)$$

ただし, $B_{i_k j_l}$, $G_{i_k j_l}$ はそれぞれ母線 i_k と母線 j_l を結ぶ送電線のアドミタンスの虚数部および実数部である. また \mathcal{N}_{ij} は地域 i と地域 j 間で送電線によって連結している母線の組の集合を表しており, 例えば Fig. 2.5 に示す電力網モデルでは $\mathcal{N}_{ij} = \{(i_3, j_2), (i_4, j_3)\}$ となる.

ここで本研究では, 地域間の電力潮流に対する表現を簡略化するために, 上記の電力網モデルに対して以下の仮定をおく.

Fig. 2.5 : Area connection between Areas i and j **仮定 2.3.** 電力網についての仮定

1. 送配電線における抵抗の損失は無視できる.
2. 各母線の電圧は1 [p.u.] に十分近い.
3. 各母線の電圧位相差は十分に小さいものとする.
4. 各発電機は無効電力出力を任意に調節できる.

本仮定は交流電力網における地域間の電力潮流を線形化して簡略化するものであり、OPF 問題およびLMP 問題においても一般的に用いられている。

この時、仮定 2.3 より、式 (2.5) 内の各変数に関して次の近似式が成り立つ。

$$G_{i_k j_l} = 0, \quad |\dot{V}_{i_k}| = |\dot{V}_{j_l}| = 1, \quad \sin(\theta_{i_k} - \theta_{j_l}) = \theta_{i_k} - \theta_{j_l}, \quad \cos(\theta_{i_k} - \theta_{j_l}) = 1 \quad (2.6)$$

従って、式 (2.5) で表される有効電力潮流 P_{ij} は次式で表される。

$$P_{ij} = \sum_{(i_k, j_l) \in \mathcal{N}_{ij}} B_{i_k j_l} (\theta_{i_k} - \theta_{j_l}) \quad (2.7)$$

以上より、地域 i の需要家全体が消費する有効電力を d_i 、地域 i の供給者全体が発電する有効電力を s_i 、また地域 i に存在する大型発電設備から発電される有効電力を s_{l_i} とすると、地域 i における有効電力に関する潮流方程式は次式で表される。

$$\begin{aligned} s_i + s_{l_i} - d_i &= \sum_{j \in \mathcal{A}_i} P_{ij} \\ &= \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \sum_{(i_k, j_l) \in \mathcal{N}_{ij}} B_{i_k j_l} (\theta_{i_k} - \theta_{j_l}), \quad i \in \mathcal{A} \end{aligned} \quad (2.8)$$

そして式 (2.8) を電力ネットワーク内の全ての地域についてまとめると、電力網全体における有効電力の潮流方程式は次式で表される。

$$\mathbf{s} + \mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} = \mathbf{d} \quad (2.9)$$

上式において各変数はそれぞれ、 $\mathbf{s} = [s_1 \cdots s_L]^T \in \mathbb{R}^L$, $\mathbf{s}_l = [s_{l_1} \cdots s_{l_L}]^T \in \mathbb{R}^L$, $\mathbf{d} = [d_1 \cdots d_L]^T \in \mathbb{R}^L$, $\boldsymbol{\theta} = [\boldsymbol{\theta}_1^T \cdots \boldsymbol{\theta}_L^T]^T \in \mathbb{R}^N$, $\boldsymbol{\theta}_i := [\theta_{i_1} \cdots \theta_{i_{n_i}}]^T \in \mathbb{R}^{n_i}$ ($N := \sum_{i=1}^L n_i$) であり、また $\bar{\mathbf{B}} \in \mathbb{R}^{L \times N}$ の各成分は以下のようなになる。

$$\bar{\mathbf{B}} := \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{B}}_{11} & \cdots & \bar{\mathbf{B}}_{1L} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{\mathbf{B}}_{L1} & \cdots & \bar{\mathbf{B}}_{LL} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

ただし、

$$\bar{\mathbf{B}}_{ij} := \begin{cases} [\bar{B}_{ii_1} \cdots \bar{B}_{ii_{n_i}}] \in \mathbb{R}^{1 \times n_i} & (j = i) \\ [\bar{B}_{ij_1} \cdots \bar{B}_{ij_{n_j}}] \in \mathbb{R}^{1 \times n_j} & (j \neq i, j \in \mathcal{A}_i) \\ \mathbf{0}_{1 \times n_j} & (j \neq i, j \notin \mathcal{A}_i) \end{cases} \quad (2.11)$$

$$\bar{B}_{ii_k} := - \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \sum_{j_l \in \mathcal{N}_{i_k j}} B_{i_k j_l} \quad (k = 1, 2, \dots, n_i) \quad (2.12)$$

$$\bar{B}_{ij_l} := \sum_{j_l \in \mathcal{N}_{i_k j}} B_{i_k j_l} \quad (l = 1, 2, \dots, n_j) \quad (2.13)$$

上式において $\mathcal{N}_{i_k j}$ は地域 i における母線 i_k が接続している隣接地域 j の母線の集合を表しており、Fig. 2.5 に示す電力網モデルでは以下のようなになる。

$$\mathcal{N}_{i_k j} = \begin{cases} \{j_2\} & (k = 3) \\ \{j_3\} & (k = 4) \\ \phi & (\text{otherwise}) \end{cases} \quad (2.14)$$

加えて、本研究においては各送電線の送電容量に関する制約条件を、その上下限值 $P_{i_k j_l}^{\max}$, $P_{i_k j_l}^{\min}$ を用いて以下のように定める。

$$P_{i_k j_l}^{\min} \leq B_{i_k j_l}(\theta_{i_k} - \theta_{j_l}) \leq P_{i_k j_l}^{\max}, \quad (i_k, j_l) \in \mathcal{N}_{ij} \quad (2.15)$$

また、仮定 2.3 で示したように、本研究においては送電損失を無視するため、上記の制約条件は以下のように表される。

$$|B_{i_k j_l}(\theta_{i_k} - \theta_{j_l})| \leq P_{i_k j_l}^{\max}, \quad (i_k, j_l) \in \mathcal{N}_{ij} \quad (2.16)$$

一方、各地域に存在する母線の電圧位相角の上下限値をそれぞれ $\theta_{i_k}^{\max}$, $\theta_{i_k}^{\min}(= -\theta_{i_k}^{\max})$, $\forall k \in \mathcal{N}_i, \forall i \in \mathcal{A}$ とすると、各地域からその隣接地域に流出する有効電力の総和の最大値 P_i^{\max} は次式で与えられる.

$$P_i^{\max} = \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \sum_{(i_k, j_l) \in \mathcal{N}_{ij}} B_{i_k j_l} (\theta_{i_k}^{\max} + \theta_{j_l}^{\max}), \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (2.17)$$

この時、各地域の需要家が消費する有効電力、供給者が所有する発電設備ならびに大型発電設備に発電される有効電力および各地域から流出入する有効電力に関する上下限値に対して以下の仮定を置く.

仮定 2.4. 各地域の母線の電圧位相角に関する最大値 $\theta_{i_k}^{\max}$ は不等式条件 (2.16) を厳密に満たし、かつ各地域の需要家が消費する有効電力、供給者が所有する発電設備ならびに大型発電設備に発電される有効電力に関する上下限値 (d_i^{\max}, d_i^{\min}) , (s_i^{\max}, s_i^{\min}) , $(s_{l_i}^{\max}, s_{l_i}^{\min})$ および各地域から流出入する有効電力に関する上限値 P_i^{\max} は以下の不等式条件を厳密に満たす.

$$d_i^{\min} - s_i^{\max} - s_{l_i}^{\max} < P_i^{\max} \quad \text{or} \quad s_i^{\min} + s_{l_i}^{\min} - d_i^{\max} < -P_i^{\max}, \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (2.18)$$

本仮定は、各地域における有効電力に関する電力需給差がその隣接する地域に流出入する有効電力最大値よりも小さいことを表している. 加えて、本仮定は次章以降で議論を行う各電力市場における最適化問題において、その解が存在することを保証するものである.

第 3 章

前日市場における電力潮流による経済性を考慮した動的電力価格決定

本章では、前日市場において社会全体の利益を最大化するための地域間の電力潮流による経済性を考慮した動的電力価格決定アルゴリズムの提案を行う。また本章における提案価格決定アルゴリズムは、各市場参加者が市場取引量の情報交換を繰り返し行うことにより、市場参加者の個人情報に関する秘匿性を保持しながら最適な電力価格の導出を行う分散的な最適電力価格決定手法である。具体的には、まず前日市場の目的である社会全体の利益最大化問題について述べる。続いて、各地域の最適な電力価格が本問題の双対問題における最適解として表されることを示す。更に、この最適な電力価格を導出するための勾配法に基づいた動的電力価格決定アルゴリズムの提案を行う。加えて本章では、アルゴリズムの収束速度の向上を目的として、市場参加者の交互意思決定に基づく電力価格決定アルゴリズムの提案とその収束性解析を行う。最後に本章で提案した両アルゴリズムの有効性を、数値シミュレーションより検証する。

3.1 問題設定

本節では、前日市場における問題設定として社会全体の利益最大化問題の定式化を行い、更に本章の目的について述べる。

3.1.1 電力潮流による経済性を考慮した社会全体の利益

一般に前日市場では、1日を T 分割した各取引時刻に対して市場取引が行われる。本研究では、前日市場において地域間の電力潮流による経済性を考慮した各市場参加者

の利益から構成される社会全体の利益の最大化を達成するために、各取引時刻 $t \in \mathcal{T}$, $\mathcal{T} := \{0, 1, 2, \dots, T-1\}$ における社会全体の利益 $W(t)$ を次式のように定める.

$$W(t) = \sum_{i \in \mathcal{A}} \left\{ v_i(d_i(t)|t) - c_i(s_i(t)) - c_{l_i}(s_{l_i}(t)) - \sum_{k \in \mathcal{N}_i} f_{i_k}(\theta_{i_k}(t)) \right\}, \quad t \in \mathcal{T} \quad (3.1)$$

ただし上式において、 $v_i(\cdot|t)$ は前章に示した各地域の需要家の効用関数であり、本研究では取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ に依存して効用関数が増減するものとする. 一方、 $c_{l_i}(s_{l_i}(t))$ は地域 i に存在する大型発電設備の費用関数であり、また $f_{i_k}(\theta_{i_k}(t))$ は地域 i に存在する母線 i_k の電圧位相角 $\theta_{i_k}(t)$ の基準位相角からのずれに対するペナルティ関数である. ここで、これらの関数に対して以下の仮定を置く.

仮定 3.1. 全ての $i \in \mathcal{A}$ に対して、大型発電設備の発電費用関数 $c_{l_i}(s_{l_i})$ は $C^2[0, \infty)$ で単調増加、厳密に凸である.

仮定 3.2. 全ての $i \in \mathcal{A}$, $k \in \mathcal{N}_i$ に対して、電圧位相差についてのペナルティ関数 $f_{i_k}(\theta_{i_k})$ は $C^2(-\pi, \pi)$ で原点を頂点とし、厳密に凸である.

上記の各仮定についてであるが、まず仮定 3.1 は、前章 仮定 2.2 に示した供給者が所有する発電設備の費用関数に関する仮定と同様に、ISO が管理する大型発電設備に関しても発電費用の低い発電設備から順に発電することを表している. 一方、仮定 3.2 に関してであるが、前章で述べたように、本研究においては各地域に存在する電圧位相角に対して近似を行うことで、地域間の有効電力潮流方程式の線形化を行っている. 従って、本仮定は電力網のモデル化誤差が大きくなることに対するペナルティを表している. 加えて、本研究においては仮定 2.3 より、送電損失を無視しているが、実際には有効電力潮流量の二乗に比例して送電損失が生じる [71]. 従って、本仮定に基づいて電力潮流に関するペナルティを与えることで、送電損失を考慮した社会全体の利益最大化問題の定式化を行うことが可能となる. また、本論文においては標記の簡略化のために各地域に存在する母線のペナルティ関数をまとめた関数を以下のように定める.

$$f_i(\boldsymbol{\theta}_i(t)) := \sum_{k=1}^{n_i} f_{i_k}(\theta_{i_k}(t)), \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (3.2)$$

この時、前日市場において解くべき各取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ に関する地域間の電力潮流を考慮した社会全体の利益最大化問題は以下の式 (3.3)-(3.6) で与えられる.

$$\max_{\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \left\{ v_i(d_i|t) - c_i(s_i) - c_{l_i}(s_{l_i}) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i) \right\} \quad (3.3)$$

$$\text{s. t.} \quad \mathbf{s} + \mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} = \mathbf{d} \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} s_i^{\min} \leq s_i \leq s_i^{\max}, \quad s_{l_i}^{\min} \leq s_{l_i} \leq s_{l_i}^{\max}, \\ d_i^{\min} \leq d_i \leq d_i^{\max}, \quad -\theta_{i_k}^{\max} \leq \theta_{i_k} \leq \theta_{i_k}^{\max}, \quad \forall i \in \mathcal{A} \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$|B_{i_k j_l}(\theta_{i_k} - \theta_{j_l})| \leq P_{i_k j_l}^{\max}, \quad (i_k, j_l) \in \mathcal{N}_{ij} \quad (3.6)$$

上記の最適化問題において、制約条件 (3.4) は前章に示した電力ネットワーク内の有効電力潮流方程式である。また式 (3.5) に示す不等式条件はそれぞれ各地域の供給者が所有する発電設備および ISO が管理する大型発電設備の発電電力量、需要家の電力需要量または母線の電圧位相角の上下限制約を表しており、式 (3.6) は各地域間の有効電力潮流量の上下限制約を表している。加えて仮定 2.4 より、等式制約 (3.4) を満たし、かつ不等式制約 (3.5), (3.6) に関して厳密に不等号を満たす解の組 $(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta})$ が存在するため、最適化問題 (3.3)-(3.6) は Slater の制約想定 [72] を満たすことに留意されたい。

ここで最適化問題 (3.3)-(3.6) の最適解を $\mathbf{s}^*(t)$, $\mathbf{s}_l^*(t)$, $\mathbf{d}^*(t)$ および $\boldsymbol{\theta}^*(t)$ として、それぞれ以下のように定める。

$$\begin{aligned} \mathbf{s}^*(t) &= [s_1^*(t) \cdots s_L^*(t)]^T, \quad \mathbf{s}_l^*(t) = [s_{l_1}^*(t) \cdots s_{l_L}^*(t)]^T, \quad \mathbf{d}^*(t) = [d_1^*(t) \cdots d_L^*(t)]^T, \\ \boldsymbol{\theta}^*(t) &= [\boldsymbol{\theta}_1^*(t)^T \cdots \boldsymbol{\theta}_L^*(t)^T]^T, \quad \boldsymbol{\theta}_i^*(t) = [\theta_{i_1}^*(t) \cdots \theta_{i_{n_i}}^*(t)]^T, \quad \forall i \in \mathcal{A} \end{aligned}$$

この時、上記の各最適解の i 番目の要素 $s_i^*(t)$, $s_{l_i}^*(t)$, $d_i^*(t)$, $\boldsymbol{\theta}_i^*(t)$ がそれぞれ地域 i の時刻 t における最適な供給者所有の発電設備および大型発電設備の発電電力量、電力需要量および母線の電圧位相角となる。しかしながら、需要家や供給者は前章で示した式 (2.2), (2.4) に従って自身の利益最大化に基づき電力需要量や発電電力量を決定するため、ISO は各地域の供給者と需要家に対して直接 $\mathbf{s}^*(t)$, $\mathbf{d}^*(t)$ を発電、消費するように指令を出すことができない。そこで ISO は、利己的に決定される各地域の発電電力量および電力需要量が $\mathbf{s}^*(t)$, $\mathbf{d}^*(t)$ となるような電力価格を決定することで社会全体の利益を最大化することを目指す。また本研究では、このような電力価格を最適な電力価格と呼ぶ。

3.1.2 本章の目的

本節で定義した前日市場における社会全体の利益を用いて本章の目的を次のように定める。各時刻 $t \in \mathcal{T}$ における社会全体の利益 $\mathcal{W}(t)$ を最大化する各地域の最適な電力価格を導出すること。更に、その最適な電力価格を需要家および供給者の利益関数の情報を用いずに決定するための、動的電力価格決定アルゴリズムを提案すること。

3.2 前日市場における地域別最適電力価格決定

次に本節では前述の最適な電力価格が最適化問題 (3.3)-(3.6) のラグランジュ双対問題の最適解で表され、この最適な電力価格に対して供給者および需要家が利己的に決定した発電電力量および電力需要量が最適化問題 (3.3)-(3.6) の最適解と一致することを示す。

3.2.1 最適な電力価格

ここで、前節で述べた社会全体の利益最大化問題 (3.3)-(3.6) に関して、等式制約 (3.4) に対するラグランジュ乗数を $\boldsymbol{\lambda}_0(t) = [\lambda_{0_1}(t) \cdots \lambda_{0_L}(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ とすると、その双対問題は以下のように表される。

$$\min_{\boldsymbol{\lambda}_0(t)} \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_0(t)) = \min_{\boldsymbol{\lambda}_0(t)} \max_{(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}) \in \mathcal{F}} \mathcal{L}(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}, \boldsymbol{\lambda}_0(t)) \quad (3.7)$$

ただし $\mathcal{L}(\cdot)$ は部分的なラグランジュ双対関数であり、次式で与えられる。

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}, \boldsymbol{\lambda}_0(t)) = & \sum_{i \in \mathcal{A}} \left\{ v_i(d_i|t) - c_i(s_i) - c_{l_i}(s_{l_i}) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i) \right\} \\ & + \boldsymbol{\lambda}_0(t)^T (\mathbf{s} + \mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} - \mathbf{d}) \end{aligned} \quad (3.8)$$

また式 (3.7) において、 \mathcal{F} は制約条件 (3.5), (3.6) をまとめた制約集合である。

ここで $\boldsymbol{\lambda}_0^*(t) = [\lambda_{0_1}^*(t) \cdots \lambda_{0_L}^*(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ を双対問題 (3.7) を最小化する最適なラグランジュ双対変数と定める。この時、双対問題 (3.7) に関して次の補題が成り立つ。

補題 3.1. 仮定 2.1–3.2 が成り立つとする。この時、取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ に関する社会全体の利益 (3.1) を最大化する最適な電力需要量、発電電力量および電圧位相角 $(\mathbf{s}^*(t), \mathbf{s}_l^*(t), \mathbf{d}^*(t), \boldsymbol{\theta}^*(t), \boldsymbol{\lambda}^*(t))$ はラグランジュ関数 (3.8) の鞍点となる。

Proof. 証明は鞍点定理 [73] より明らかである。 □

そして上記の補題 3.1 より、前日市場における各地域の最適な電力価格に関して次の定理が成り立つ。

定理 3.1. 仮定 2.1–3.2 が成り立つとする。この時、 $\boldsymbol{\lambda}_0^*(t) = [\lambda_{0_1}^*(t) \cdots \lambda_{0_L}^*(t)]^T$ の要素 $\lambda_{0_i}^*(t)$ を時刻 $t \in \mathcal{T}$ における地域 $i \in \mathcal{A}$ の電力価格とすると、各地域の需要家および供給者が式 (2.2), (2.4) に従って利己的に決定する自身の電力需要量または発電電力量はそれぞれ、最適化問題 (3.3)–(3.6) の最適解 $d_i^*(t)$ および $s_i^*(t)$ と一致する。

Proof. 補題 3.1 より, 最適解 $(\mathbf{s}^*(t), \mathbf{s}_l^*(t), \mathbf{d}^*(t), \boldsymbol{\theta}^*(t), \boldsymbol{\lambda}_0^*(t))$ はラグランジュ関数 $\mathcal{L}(\cdot)$ の鞍点であるので, 全ての $(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}) \in \mathcal{F}$ に対して以下の不等式が成り立つ.

$$\mathcal{L}(\mathbf{s}^*(t), \mathbf{s}_l^*(t), \mathbf{d}^*(t), \boldsymbol{\theta}^*(t), \boldsymbol{\lambda}_0^*(t)) \geq \mathcal{L}(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}, \boldsymbol{\lambda}_0^*(t)) \quad (3.9)$$

従って, この最適解 $(\mathbf{s}^*(t), \mathbf{s}_l^*(t), \mathbf{d}^*(t), \boldsymbol{\theta}^*(t))$ を用いると次式が成り立つ.

$$\begin{aligned} (\mathbf{s}^*(t), \mathbf{s}_l^*(t), \mathbf{d}^*(t), \boldsymbol{\theta}^*(t)) = \arg \max_{(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}) \in \mathcal{F}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \left\{ v_i(d_i|t) - c_i(s_i) - c_{l_i}(s_{l_i}) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i) \right\} \\ + \boldsymbol{\lambda}_0^*(t)^\top (\mathbf{s} + \mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} - \mathbf{d}) \end{aligned} \quad (3.10)$$

ここで式 (3.10) および制約条件 (3.5), (3.6) はそれぞれ各決定変数 $\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}$ およびその要素 $i \in \mathcal{A}$ に関してそれぞれ独立である. 従って式 (3.10) に双対分解 [56] を適用することで次式を得る.

$$d_i^*(t) = \arg \max_{d_i^{\min} \leq d_i \leq d_i^{\max}} v_i(d_i|t) - \lambda_{0_i}^*(t)d_i, \quad i \in \mathcal{A} \quad (3.11)$$

$$s_i^*(t) = \arg \max_{s_i^{\min} \leq s_i \leq s_i^{\max}} \lambda_{0_i}^*(t)s_i - c_i(s_i), \quad i \in \mathcal{A} \quad (3.12)$$

$$s_{l_i}^*(t) = \arg \max_{s_{l_i}^{\min} \leq s_{l_i} \leq s_{l_i}^{\max}} \lambda_{0_i}^*(t)s_{l_i} - c_{l_i}(s_{l_i}), \quad i \in \mathcal{A} \quad (3.13)$$

$$\boldsymbol{\theta}^*(t) = \arg \min_{\boldsymbol{\theta} \in \mathcal{F}_\theta} \sum_{i \in \mathcal{A}} f_i(\boldsymbol{\theta}_i) - \boldsymbol{\lambda}_0^*(t)^\top \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} \quad (3.14)$$

ただし \mathcal{F}_θ は制約条件 (3.5), (3.6) において, 電圧位相角に関する制約条件をまとめた制約集合である.

ここで式 (3.11), (3.12) の右辺に示した最大化される目的関数と式 (2.1), (2.3) で表した各地域の需要家および供給者の利益関数を比較すると, $\lambda_{0_i}^*(t) = \lambda_i$ であるならば両式がそれぞれ一致することが分かる. それゆえ, $\lambda_{0_i}^*(t)$ を地域 i の時刻 t における電力価格と設定することで, 地域 i の需要家や供給者が自身の利益最大化に基づいて決定した電力需要量や発電電力量は最適化問題 (3.3)–(3.6) の最適解, すなわち社会全体の利益 (3.1) を最大化する最適な電力需要量 $d_i^*(t)$ および最適な発電電力量 $s_i^*(t)$ と一致する. \square

本定理より, 市場管理者である ISO が各地域の電力価格を双対問題 (3.7) における最適なラグランジュ乗数を用いて適切に設定することによって, 自身の利益最大化のみを目的とした利己的な市場参加者との前日市場取引においても, 各時刻の社会全体の利益を最大化する各地域の電力需給量と地域間潮流量を分散的に導出することが可能であることが示された. また, 以降においては標記の簡略化のためにラグランジュ乗数 $\boldsymbol{\lambda}_0$ を電力価格と同様の表記 $\boldsymbol{\lambda}$ を用いて表すものとする.

3.2.2 勾配法に基づく動的電力価格決定アルゴリズム

3.2.1 項では前日市場における社会全体の利益を最大化する各地域の最適な電力価格が双対問題の最適解で与えられることを述べた。ここで ISO が各地域に存在する全ての需要家の効用関数 $v_i(\cdot|t)$ や供給者の発電費用関数 $c_i(\cdot)$ を知る場合、双対問題の最適解を計算することで最適な電力価格を求めることができる。しかしながら、ISO はそれらの関数について未知であるため双対問題の最適解を直接計算することができない。そこで本論文では、各市場参加者が電力市場において自身の市場取引量を利己的に決定してもその取引量に関する情報を交換することによって、各地域の最適な電力価格が求まるような勾配法に基づいた分散型動的電力価格決定アルゴリズムを提案する。

ここで勾配法を用いて双対問題を分散的に解くためには、双対問題における双対関数が凸性を持ち、かつラグランジュ乗数 λ に対して微分可能である必要がある [74]。従って、本章が取り扱う前日市場における社会全体の利益最大化問題に対する双対問題 (3.7) がこれらの条件を満たすことを示す。

まず、任意のラグランジュ乗数 $\lambda(t) = [\lambda_1(t) \cdots \lambda_L(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ に対する双対問題 (3.7) の解の組を以下のように定義する。

$$\begin{aligned} (\mathbf{s}(t), \mathbf{s}_l(t), \mathbf{d}(t), \boldsymbol{\theta}(t)) := \arg \max_{(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}) \in \mathcal{F}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \left\{ v_i(d_i|t) - c_i(s_i) - c_l(s_{l_i}) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i) \right\} \\ + \boldsymbol{\lambda}(t)^T (\mathbf{s} + \mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} - \mathbf{d}) \end{aligned} \quad (3.15)$$

またここで、上記の双対問題の解を用いて、本章で考慮する前日市場における社会全体の利益最大化問題 (3.3)–(3.6) における目的関数およびその等式制約条件を以下のような関数として定義する。

$$\mathcal{Q}(\mathbf{s}(t), \mathbf{s}_l(t), \mathbf{d}(t), \boldsymbol{\theta}(t)) := \sum_{i \in \mathcal{A}} \left\{ v_i(d_i(t)|t) - c_i(s_i(t)) - c_l(s_{l_i}(t)) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i(t)) \right\} \quad (3.16)$$

$$\mathcal{R}(\mathbf{s}(t), \mathbf{s}_l(t), \mathbf{d}(t), \boldsymbol{\theta}(t)) := - \left\{ \mathbf{s}(t) + \mathbf{s}_l(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}(t) - \mathbf{d}(t) \right\} \quad (3.17)$$

この時、これらの関数を用いることで、式 (3.7) における双対関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ の凸性に関して次の補題が成り立つ。

補題 3.2. 仮定 2.1–3.2 が成り立つとする。この時、双対関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ は $\boldsymbol{\lambda}(t)$ に関して凸な関数である [75, 76].

Proof. 仮定 2.1–3.2 より、式 (3.16), (3.17) で表した関数 $\mathcal{Q}(\cdot)$, $\mathcal{R}(\cdot)$ は連続であり、かつ

制約集合 \mathcal{F} は非空有界閉集合である。従ってある変数ベクトル $\boldsymbol{\lambda}_1 \in \mathbb{R}^L$, $\boldsymbol{\lambda}_2 \in \mathbb{R}^L$ および値 $\vartheta \in (0, 1)$ を用いて次式が成り立つ。

$$\begin{aligned}
\mathcal{P}(\vartheta \boldsymbol{\lambda}_1 + (1 - \vartheta) \boldsymbol{\lambda}_2) &= \max_{(s, s_l, d, \theta) \in \mathcal{F}} \mathcal{Q}(\cdot) - \{\vartheta \boldsymbol{\lambda}_1^T + (1 - \vartheta) \boldsymbol{\lambda}_2^T\} \mathcal{R}(\cdot) \\
&= \max_{(s, s_l, d, \theta) \in \mathcal{F}} \vartheta \{\mathcal{Q}(\cdot) - \boldsymbol{\lambda}_1^T \mathcal{R}(\cdot)\} + (1 - \vartheta) \{\mathcal{Q}(\cdot) - \boldsymbol{\lambda}_2^T \mathcal{R}(\cdot)\} \\
&\leq \vartheta \max_{(s, s_l, d, \theta) \in \mathcal{F}} \mathcal{Q}(\cdot) - \boldsymbol{\lambda}_1^T \mathcal{R}(\cdot) + (1 - \vartheta) \max_{(s, s_l, d, \theta) \in \mathcal{F}} \mathcal{Q}(\cdot) - \boldsymbol{\lambda}_2^T \mathcal{R}(\cdot) \\
&= \vartheta \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_1) + (1 - \vartheta) \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_2)
\end{aligned} \tag{3.18}$$

これより，次式が求まる。

$$\mathcal{P}(\vartheta \boldsymbol{\lambda}_1 + (1 - \vartheta) \boldsymbol{\lambda}_2) \leq \vartheta \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_1) + (1 - \vartheta) \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_2) \tag{3.19}$$

従って凸関数の定義 [72] より，関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ は $\boldsymbol{\lambda}(t)$ に関して凸な関数であることが示された。□

一方で関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ の微分可能性について次の補題が成り立つ。

補題 3.3. 仮定 2.1–3.2 が成り立つとする。この時，関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ は $\boldsymbol{\lambda}(t)$ で微分可能であり，その勾配 $\nabla \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ は次式で与えられる [75, 76].

$$\nabla \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t)) = -\mathcal{R}(s(t), s_l(t), d(t), \theta(t)) = s(t) + s_l(t) + \bar{\mathbf{B}}\theta(t) - d(t) \tag{3.20}$$

Proof. 表記の簡略化のため，ある変数 $\boldsymbol{\lambda}$ の値 $\boldsymbol{\lambda}_1, \boldsymbol{\lambda}_2$ に対する解を以下のように定義する。

$$\boldsymbol{x}_1 := \arg \max_{(s, s_l, d, \theta) \in \mathcal{F}} \mathcal{Q}(\cdot) - \boldsymbol{\lambda}_1^T \mathcal{R}(\cdot) \tag{3.21}$$

$$\boldsymbol{x}_2 := \arg \max_{(s, s_l, d, \theta) \in \mathcal{F}} \mathcal{Q}(\cdot) - \boldsymbol{\lambda}_2^T \mathcal{R}(\cdot) \tag{3.22}$$

この時， $\mathcal{Q}(\boldsymbol{x}) - \boldsymbol{\lambda}_1^T \mathcal{R}(\boldsymbol{x})$ は $\boldsymbol{x} = \boldsymbol{x}_1$ のときに最大値を取るの次式が成り立つ。

$$\begin{aligned}
\mathcal{Q}(\boldsymbol{x}_1) - \boldsymbol{\lambda}_1^T \mathcal{R}(\boldsymbol{x}_1) &\geq \mathcal{Q}(\boldsymbol{x}_2) - \boldsymbol{\lambda}_1^T \mathcal{R}(\boldsymbol{x}_2) \Leftrightarrow \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_1) \geq \mathcal{Q}(\boldsymbol{x}_2) - \boldsymbol{\lambda}_1^T \mathcal{R}(\boldsymbol{x}_2) \\
&\Leftrightarrow \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_1) - \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_2) \geq -(\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2)^T \mathcal{R}(\boldsymbol{x}_2) \\
&\Leftrightarrow 0 \leq \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_1) - \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_2) + (\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2)^T \mathcal{R}(\boldsymbol{x}_2)
\end{aligned} \tag{3.23}$$

同様に次式の不等式が成り立つ.

$$\begin{aligned}
\mathcal{Q}(\mathbf{x}_2) - \boldsymbol{\lambda}_2^T \mathcal{R}(\mathbf{x}_2) &\geq \mathcal{Q}(\mathbf{x}_1) - \boldsymbol{\lambda}_2^T \mathcal{R}(\mathbf{x}_1) \\
&\Leftrightarrow -\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_2) \leq -(\mathcal{Q}(\mathbf{x}_1) - \boldsymbol{\lambda}_2^T \mathcal{R}(\mathbf{x}_1)) \\
&\Leftrightarrow \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_1) - \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_2) + (\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2)^T \mathcal{R}(\mathbf{x}_2) \leq (\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2)^T (\mathcal{R}(\mathbf{x}_2) - \mathcal{R}(\mathbf{x}_1)) \\
&\Leftrightarrow \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_1) - \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_2) + (\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2)^T \mathcal{R}(\mathbf{x}_2) \leq \|\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2\| \|\mathcal{R}(\mathbf{x}_2) - \mathcal{R}(\mathbf{x}_1)\| \quad (3.24)
\end{aligned}$$

この時, 式 (3.23), (3.24) を組み合わせると次式を得る.

$$0 \leq \frac{\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_1) - \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_2) + (\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2)^T \mathcal{R}(\mathbf{x}_2)}{\|\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2\|} \leq \|\mathcal{R}(\mathbf{x}_1) - \mathcal{R}(\mathbf{x}_2)\| \quad (3.25)$$

ここで $\boldsymbol{\lambda}_1$ が $\boldsymbol{\lambda}_1 \rightarrow \boldsymbol{\lambda}_2$ へと変化する場合, 極限をとると次式が成り立つ.

$$\lim_{\boldsymbol{\lambda}_1 \rightarrow \boldsymbol{\lambda}_2} \frac{\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_1) - \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}_2) + (\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2)^T \mathcal{R}(\mathbf{x}_2)}{\|\boldsymbol{\lambda}_1 - \boldsymbol{\lambda}_2\|} = 0 \quad (3.26)$$

従って微分の定義より, 関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ は任意の変数ベクトル $\boldsymbol{\lambda}_2$ で微分可能であり, またその時の微分係数は $-\mathcal{R}(\mathbf{x}_2)$ となる. 以上より, $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ の勾配は $-\mathcal{R}(\mathbf{s}(t), \mathbf{s}_i(t), \mathbf{d}(t), \boldsymbol{\theta}(t))$ で与えられる. \square

上記の補題 3.2, 3.3 より, 前日市場における双対関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ は凸関数であり, またラグランジュ乗数 $\boldsymbol{\lambda}(t)$ に関して微分可能かつその勾配が $-\mathcal{R}(\mathbf{s}(t), \mathbf{s}_i(t), \mathbf{d}(t), \boldsymbol{\theta}(t))$ として表されることが示された. 従って, 双対問題 (3.7) に対して勾配法を適用することで, その最適解を分散的に導出することが可能である.

次に, この求解を電力市場取引に基づいて行うために, 式 (3.20) に示した勾配 $\nabla \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ が前日市場における各需要家および各供給者の市場取引量を用いて表されることを示す. ここで補題 3.3 において, 双対問題 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ の勾配は式 (3.15) において定義した解の組 $(\mathbf{s}(t), \mathbf{s}_i(t), \mathbf{d}(t), \boldsymbol{\theta}(t))$ を用いて表されることを述べた. 一方, 定理 3.1 の証明内で述べたように, 双対問題 (3.7) は各決定変数について独立であるため, $\mathbf{s}(t)$ および $\mathbf{d}(t)$ の各要素をそれぞれ $s_i(t), d_i(t), i \in \mathcal{A}$ とすれば, これらの解は次式で与えられる.

$$d_i(t) = \arg \max_{d_i^{\min} \leq d_i \leq d_i^{\max}} v_i(d_i|t) - \lambda_i(t)d_i \quad (3.27)$$

$$s_i(t) = \arg \max_{s_i^{\min} \leq s_i \leq s_i^{\max}} \lambda_i(t)s_i - c_i(s_i) \quad (3.28)$$

この時, 式 (3.27), (3.28) の右辺の最大化される目的関数は, 電力価格を $\lambda_i(t)$ とした場合における式 (2.1), (2.3) に示す各市場参加者の利益関数と一致することが分かる.

従って、電力価格 $\lambda_i(t)$ に対して各地域の需要家および供給者が市場取引において利己的に決定した電力需要量および発電電力量をそれぞれ $\mathbf{d}^o(t) = [d_1^o(t) \cdots d_L^o(t)]^T \in \mathbb{R}^L$, $\mathbf{s}^o(t) = [s_1^o(t) \cdots s_L^o(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ とすれば、勾配法に基づく電力市場取引に関して次の補題が成り立つ。

補題 3.4. 仮定 2.1–3.2 が成り立つとする。この時、任意の電力価格 $\boldsymbol{\lambda}(t)$ における双対関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ の勾配 $\nabla \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ は、価格 $\boldsymbol{\lambda}(t)$ に対する市場取引量 $\mathbf{s}^o(t)$, $\mathbf{d}^o(t)$ および双対問題 (3.7) の解 $\mathbf{s}_l(t)$, $\boldsymbol{\theta}(t)$ を用いて次式で与えられる。

$$\nabla \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t)) = \mathbf{s}^o(t) + \mathbf{s}_l(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}(t) - \mathbf{d}^o(t) \quad (3.29)$$

Proof. これまでの議論より明らかである。 \square

上記の補題 3.4 より、前日市場における最適化問題の双対問題に対する勾配が各市場参加者の市場取引量を用いて表されることが示された。以上の補題 3.2–3.4 より、双対問題 (3.7) に対して勾配法が適用可能であり、更には市場取引に基づいてその最適解、すなわち各地域の最適な電力価格が導出可能であることが示された。

この時、勾配法に基づいた前日市場における各取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ に関する分散型電力価格決定アルゴリズムを以下の Algorithm 3.1 に示す。ただし、以下のアルゴリズムにおいて上付き k は各変数が k 回目に更新したことを表す。

Algorithm 3.1: 前日市場における勾配法に基づく動的電力価格決定

Step 1: 初期電力価格の決定

ISO は各地域の単位当たりの電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^0(t) = [\lambda_1^0(t) \cdots \lambda_L^0(t)]^T$ を任意に定め、その価格情報を各地域の需要家と供給者に伝える。

Step 2: 電力需要量，発電電力量，電圧位相差の決定

ISO から伝えられた電力価格 $\lambda_i^k(t)$ ($k \geq 0$) を基に、各地域の需要家および供給者はそれぞれ次式で表される自身の利益最大化に基づいて電力需要量または発電電力量を決定し、その情報を ISO に伝える。

$$d_i^k(t) = \arg \max_{d_i^{\min} \leq d_i \leq d_i^{\max}} \mathcal{W}_{d_i}(d_i, \lambda_i^k(t)), \quad i \in \mathcal{A} \quad (3.30)$$

$$s_i^k(t) = \arg \max_{s_i^{\min} \leq s_i \leq s_i^{\max}} \mathcal{W}_{s_i}(s_i, \lambda_i^k(t)), \quad i \in \mathcal{A} \quad (3.31)$$

また ISO は次式に従って各地域に存在する大型発電設備の発電電力量および母線の電

圧位相角の決定を行う。

$$(\mathbf{s}_l^k(t), \boldsymbol{\theta}^k(t)) = \arg \min_{(\mathbf{s}_l, \boldsymbol{\theta}) \in \mathcal{F}_{s_l, \boldsymbol{\theta}}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{s_{l_i} + f_i(\boldsymbol{\theta}_i)\} - \boldsymbol{\lambda}^k(t)^\top \{\mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}\} \quad (3.32)$$

ただし $\mathcal{F}_{s_l, \boldsymbol{\theta}}$ は制約条件 (3.5), (3.6) における \mathbf{s}_l および $\boldsymbol{\theta}$ に関する制約条件をまとめた制約集合である。

Step 3: 電力価格の決定, 更新

ISO に伝えられた各地域の電力需要量および発電電力量と ISO 自身が決定した各地域の大型発電設備の発電電力量および電圧位相角が, 次式で表される電力網による制約 (全地域の需給バランス) を満たす場合は $\boldsymbol{\lambda}^k(t) = [\lambda_1^k(t) \cdots \lambda_L^k(t)]^\top$ が取引時刻 t に関する各地域の実際の電力価格として決定される。

$$\mathbf{s}^k(t) + \mathbf{s}_l^k(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^k(t) = \mathbf{d}^k(t) \quad (3.33)$$

ただし, $\mathbf{s}^k(t) := [s_1^k(t) \cdots s_L^k(t)]^\top \in \mathbb{R}^L$, $\mathbf{d}^k(t) := [d_1^k(t) \cdots d_L^k(t)]^\top \in \mathbb{R}^L$ である。

一方, 式 (3.33) が満たされない場合, ISO は次式に従って各地域の電力価格を新たに更新し, その新たな電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^{k+1}(t) = [\lambda_1^{k+1}(t) \cdots \lambda_L^{k+1}(t)]^\top \in \mathbb{R}^L$ を各地域の需要家や供給者に再度伝える。

$$\boldsymbol{\lambda}^{k+1}(t) = \boldsymbol{\lambda}^k(t) - \gamma (\mathbf{s}^k(t) + \mathbf{s}_l^k(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^k(t) - \mathbf{d}^k(t)) \quad (3.34)$$

ただし $\gamma > 0$ はステップ幅を表しており一定値である。

Step 4: 反復

k を $k+1$ として Step 2 へ戻る。

ここで上記の提案電力価格決定アルゴリズムにおいて, ISO は式 (3.34) に従って各地域の需要家および供給者から伝えられた電力需要量および発電電力量と各地域の母線の位相角情報を基に電力価格の更新を行っており, 需要家の効用関数や供給者の費用関数の情報を必要としていないことが分かる。従って Algorithm 3.1 を用いて各市場参加者の利己的な行動に基づく市場取引を繰り返し行うことで, 前日市場において社会全体の利益を最大化するような最適な電力価格が, 各市場参加者の個人情報に関する秘匿性を保持しながら分散的に求まることが示された。

加えて, 補題 3.3 に示したように, 式 (3.34) の電力価格更新式で用いた各ステップの電力需給偏差情報 $\mathbf{s}^k(t) + \mathbf{s}_l^k(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^k(t) - \mathbf{d}^k(t)$ は双対関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda})$ の $\boldsymbol{\lambda}^k(t)$ における勾配と一致する。従って, 本提案電力価格決定アルゴリズムは双対関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda})$ に勾配法を

適用したアルゴリズムである。また補題 3.2 において述べたように、双対関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda})$ は凸関数である。以上より、ステップ幅 γ を十分小さな値として適切に設定することで、 $k \rightarrow \infty$ で価格 $\boldsymbol{\lambda}^k(t)$ は最適な価格 $\boldsymbol{\lambda}^*(t)$ に収束する [38]。

また補足として、本アルゴリズムの擬似コードを以下に示す。

Algorithm 3.1 (pseudocode)

```

1 Initialization
2   Set  $k = 0$ 
3   Set  $\boldsymbol{\lambda}^k(t) = [\lambda_1^k(t) \cdots \lambda_L^k(t)]^T$ 
4 Repeat
5   for  $i = 1 : L$ 
6      $d_i^k(t) \leftarrow \arg \max_{d_i^{\min} \leq d_i \leq d_i^{\max}} \mathcal{W}_{d_i}(d_i, \lambda_i^k(t))$       % Consumers' decision makings
7      $s_i^k(t) \leftarrow \arg \max_{s_i^{\min} \leq s_i \leq s_i^{\max}} \mathcal{W}_{s_i}(s_i, \lambda_i^k(t))$       % Generators' decision makings
8     Send  $d_i^k(t), s_i^k(t)$  to the ISO
9   end for
10   $[\mathbf{s}_l^k(t), \boldsymbol{\theta}^k(t)] \leftarrow \arg \min_{(s_l, \boldsymbol{\theta}) \in \mathcal{F}_{s_l, \boldsymbol{\theta}}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{s_{l_i} + f_i(\boldsymbol{\theta}_i)\} - \boldsymbol{\lambda}^k(t)^T \{s_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}\}$ 
11   $\mathbf{d}^k(t) \leftarrow [d_1^k(t) \cdots d_L^k(t)]^T, \mathbf{s}^k(t) \leftarrow [s_1^k(t) \cdots s_L^k(t)]^T$ 
12  if  $\mathbf{s}^k(t) + \mathbf{s}_l^k(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^k(t) \neq \mathbf{d}^k(t)$ 
13     $\boldsymbol{\lambda}^{k+1}(t) \leftarrow \boldsymbol{\lambda}^k(t) - \gamma \{\mathbf{s}^k(t) + \mathbf{s}_l^k(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^k(t) - \mathbf{d}^k(t)\}$       % Price update
14  end if
15   $k = k + 1$ 
16 End Repeat

```

3.3 市場参加者の交互意思決定に基づく電力価格決定

前節では、前日市場において社会全体の利益を最大化する電力価格が双対問題の最適解を用いて表されることを述べ、更にその最適解を分散的に解くための勾配法に基づく動的電力価格決定アルゴリズムの提案を行った。ここで勾配法に基づくアルゴリズムの欠点として、最適解を得るまでに多くの反復回数が必要であることが挙げられる [74]。特に本論文における各ステップの更新とは、ISO と各市場参加者である需要家・供給者が情報交換(市場取引)を行うことを表しており、その回数はできる限り少ない方が好ましい。一方で勾配法においては、更新式におけるステップ幅の値を大きくすることで、アルゴリズムの収束速度向上を達成することが可能である。しかしながら、ステップ幅の値を大きくすることで各変数の収束までの推移が振動的になり、場合によっては各変数が発散する恐れがある。そこで本節では、上記のステップ幅に関する問題を回避しつ

つ、アルゴリズムの収束速度向上を達成することを目的として市場参加者の交互意思決定に基づく分散型電力価格決定アルゴリズムの提案を行う。

3.3.1 Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM)

近年、最適化問題に対する解法として、Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM) が注目を集めている。本手法の特徴として、最適化問題の求解における分散性を保持しつつ、収束速度向上を達成することが挙げられる [58]。従って、本論文で取り扱う市場取引に基づく分散的な社会全体の利益最大化問題に対しても有用な手法と考えられる。そこで3.3.1項では、このADMMの概略とその分散アルゴリズムについての説明を行う。ただし、本項で扱う各変数と本論文で用いる他の変数を区別するために、本項においては x のように他の変数とは異なる字体を用いて表す。

ここでまず、ADMMを最適化問題に適用するに当たり、以下に示す最適化問題 (P) に対して拡張ラグランジュ関数 $L(\cdot)$ を次式のように与える。

$$(P) : \min_{x,z} f(x) + g(z), \quad \text{s. t. } Ax = z \quad (3.35)$$

$$L(x, y, \lambda) = f(x) + g(z) + \lambda(Ax - z) + \frac{1}{2}\gamma\|Ax - z\|^2 \quad (3.36)$$

ただし、 $x \in \mathbb{R}^{n_x}$, $z \in \mathbb{R}^{n_z}$ であり、また $f(x)$ および $g(z)$ はそれぞれ $f(x) : \mathbb{R}^{n_x} \rightarrow \mathbb{R}$ または $g(z) : \mathbb{R}^{n_z} \rightarrow \mathbb{R}$ を満たす凸関数である。

ここで上記のような拡張ラグランジュ関数を用いた双対問題を解くことによって、最適解への収束を速くすることが可能となることが知られている [74]。しかしながら、この拡張ラグランジュ関数には主問題 (P) における制約条件の二乗の項 $\|Ax - z\|^2$ が含まれており、そのため各変数 x, z の最適化問題へと双対分解することができない。この問題に対し変数ごとに交互に最適化問題を解くことによって、分解不可能な項が存在する最適化問題でも変数ごとに解くことを可能としたアルゴリズムが Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM) である。ADMMアルゴリズムを以下に示す。

Algorithm 3.2: ADMM [58]

Step 1 : 初期値 x^0, z^0, λ^0 および正の定数 γ の値を任意に定める。

Step 2 : $k \geq 0$ の時、次式に従って x^{k+1} を求める。

$$x^{k+1} = \arg \min_x f(x) + \lambda^k Ax + \frac{1}{2}\gamma\|Ax - z^k\|^2 \quad (3.37)$$

Step 3 : Step 2 において決定された \mathbf{x}^{k+1} を用いて次式に従って z^{k+1} を求める.

$$z^{k+1} = \arg \min_z g(z) - \lambda^k z + \frac{1}{2} \gamma \|\mathbf{A}\mathbf{x}^{k+1} - z\|^2 \quad (3.38)$$

Step 4 : 次式に従って λ^k の更新を行う.

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \gamma(\mathbf{A}\mathbf{x}^{k+1} - z^{k+1}) \quad (3.39)$$

Step 5 : $\mathbf{A}\mathbf{x}^{k+1} - z^{k+1} = 0$ となるまで Step 2-4 を繰り返す.

すなわちこの ADMM アルゴリズムでは、まず式 (3.37) に従って変数 \mathbf{x}^k の更新を行い、次に式 (3.38) において、式 (3.37) より更新された変数 \mathbf{x}^{k+1} の値を用いて変数 z^k の更新を行う。そして最後に更新された各変数 \mathbf{x}^{k+1} , z^{k+1} の値を用いて λ^k の更新を行う。このように変数ごとに交互に更新を行うことによって、分解不可能な二乗の項が存在する最適化問題においても、変数ごとの最適化問題へと分解して解くことが可能となる。

3.3.2 市場参加者の交互意思決定に基づく電力価格決定アルゴリズム

次に、前項で述べた ADMM アルゴリズムを本章で扱う前日市場における社会全体利益最大化問題 (3.3)-(3.6) に適用することを考える。まず正の定数 γ を用いて最適化問題 (3.3)-(3.6) に対する拡張ラグランジュ関数 $\hat{\mathcal{L}}(\cdot)$ を以下のように定義する。

$$\begin{aligned} \hat{\mathcal{L}}(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}, \boldsymbol{\lambda}(t)) &= \sum_{i \in \mathcal{A}} \left\{ v_i(d_i|t) - c_i(s_i) - c_{l_i}(s_{l_i}) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i) \right\} \\ &\quad + \boldsymbol{\lambda}(t)^\top (\mathbf{s} + \mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} - \mathbf{d}) - \frac{1}{2} \gamma \|\mathbf{s} + \mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} - \mathbf{d}\|^2 \end{aligned} \quad (3.40)$$

ここで前節と同様に、式 (3.4), (3.5) に示した各変数に対する制約条件の集合 \mathcal{F} を用いると部分的な双対問題は次式で与えられる。

$$\min_{\boldsymbol{\lambda}(t)} \hat{\mathcal{P}}(\boldsymbol{\lambda}(t)) = \min_{\boldsymbol{\lambda}(t)} \max_{(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}) \in \mathcal{F}} \hat{\mathcal{L}}(\mathbf{s}, \mathbf{s}_l, \mathbf{d}, \boldsymbol{\theta}, \boldsymbol{\lambda}(t)) \quad (3.41)$$

一方、本章で扱う電力価格決定問題において、その変数は各地域における需要家の電力需要量 \mathbf{d} , 供給者所有の発電設備の発電電力量 \mathbf{s} および ISO が管理する大型発電設備の発電電力量と母線の電圧位相角 $(\mathbf{s}_l, \boldsymbol{\theta})$ である。従って $\mathcal{F}_d, \mathcal{F}_s$ をそれぞれ制約条件 (3.5) における \mathbf{d} または \mathbf{s} に関する条件をまとめた制約集合とすれば、前項で述べた ADMM

アルゴリズムにおける式 (3.37), (3.38) に対応する各変数の更新式は以下のようになる.

$$\mathbf{d}^{k+1}(t) = \arg \max_{\mathbf{d} \in \mathcal{F}_d} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i) - \lambda_i(t)d_i\} - \frac{1}{2}\gamma \|\mathbf{s}^k(t) + \mathbf{s}_l^k(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^k(t) - \mathbf{d}\|^2 \quad (3.42)$$

$$\mathbf{s}^{k+1}(t) = \arg \max_{\mathbf{s} \in \mathcal{F}_s} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{\lambda_i(t)s_i - c_i(s_i)\} - \frac{1}{2}\gamma \|\mathbf{s} + \mathbf{s}_l^k(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^k(t) - \mathbf{d}^{k+1}(t)\|^2 \quad (3.43)$$

$$(\mathbf{s}_l^{k+1}(t), \boldsymbol{\theta}^{k+1}(t)) = \arg \min_{\mathbf{s}_l, \boldsymbol{\theta} \in \mathcal{F}_{s_l, \boldsymbol{\theta}}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{c_i(s_{l_i}(t)) + f_i(\boldsymbol{\theta}_i)\} - \boldsymbol{\lambda}(t)^\top (\mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}) + \frac{1}{2}\gamma \|\mathbf{s}^{k+1}(t) + \mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} - \mathbf{d}^{k+1}(t)\|^2 \quad (3.44)$$

しかしながら上記の式 (3.42), (3.43) において, 制約条件に関する二乗の項が存在することにより各市場参加者の意思決定が前述した自身の利益最大化となっていない. 加えて, その算出において各地域の電力需要量 $\mathbf{d}^{k+1}(t)$ や各地域の発電電力量 $\mathbf{s}^{k+1}(t)$, 各地域の母線の電圧位相角 $\boldsymbol{\theta}^{k+1}(t)$ など, 各市場参加者の意思決定に多くの情報が必要である. そこで本項で提案する価格決定手法においては, 各変数の更新を次式に従って行う.

$$\mathbf{d}^{k+1}(t) = \arg \max_{\mathbf{d} \in \mathcal{F}_d} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i) - \lambda_i(t)d_i\} \quad (3.45)$$

$$\mathbf{s}^{k+1}(t) = \arg \max_{\mathbf{s} \in \mathcal{F}_s} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{\lambda_i(t)s_i - c_i(s_i)\} \quad (3.46)$$

$$(\mathbf{s}_l^{k+1}(t), \boldsymbol{\theta}^{k+1}(t)) = \arg \min_{\mathbf{s}_l, \boldsymbol{\theta} \in \mathcal{F}_{s_l, \boldsymbol{\theta}}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{c_i(s_{l_i}(t)) + f_i(\boldsymbol{\theta}_i)\} - \boldsymbol{\lambda}(t)^\top (\mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}) + \frac{1}{2}\gamma \|\mathbf{s}^{k+1}(t) + \mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} - \mathbf{d}^{k+1}(t)\|^2 \quad (3.47)$$

すなわち, 各地域の需要家および供給者は前節で述べた勾配法に基づく価格決定アルゴリズム (Algorithm 3.1) と同様に, ISO から与えられた電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^k(t)$ に対して自身の利益を最大化するような電力需要量 $\mathbf{d}^{k+1}(t)$ および発電電力量 $\mathbf{s}^{k+1}(t)$ を各々独立して同時に決定し, ISO に報告する. 次に ISO は報告された電力需要量 $\mathbf{d}^{k+1}(t)$ および発電電力量 $\mathbf{s}^{k+1}(t)$ を基にして, 式 (3.47) に従って大型発電設備の発電電力量および母線の電圧位相差 $\mathbf{s}_l^{k+1}(t), \boldsymbol{\theta}^{k+1}(t)$ を決定する. またここで, 式 (3.45), (3.46) に関しては, 前節に示したようにそれぞれ各地域の電力需要量 d_i および各地域の発電電力量 s_i に関する最適化問題に分解することができるため, 各地域の電力需要量および発電電力量の決定を独立して行うことが可能であることに留意されたい.

以上より, 市場参加者の交互意思決定に基づく価格決定アルゴリズムを以下に示す.

Algorithm 3.3: 前日市場における市場参加者の交互意思決定に基づく電力価格決定

Step 1: 初期電力価格の決定

ISO は各地域の単位当たりの電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^0(t) = [\lambda_1^0(t) \cdots \lambda_L^0(t)]^T$ を任意に定め、その価格の情報を各地域の需要家と供給者に伝える。

Step 2: 電力需要量, 発電電力量の決定

ISO から伝えられた電力価格 $\lambda_i^k(t)$ ($k \geq 0$) を基に, 各地域の需要家および供給者はそれぞれ次式で表される自身の利益最大化に基づいて電力需要量および発電電力量を決定し, その電力需要量, 発電電力量の情報を ISO に伝える。

$$d_i^{k+1}(t) = \arg \max_{d_i^{\min} \leq d_i \leq d_i^{\max}} \mathcal{W}_{d_i}(d_i, \lambda_i^k(t)), \quad i \in \mathcal{A} \quad (3.48)$$

$$s_i^{k+1}(t) = \arg \max_{s_i^{\min} \leq s_i \leq s_i^{\max}} \mathcal{W}_{s_i}(s_i, \lambda_i^k(t)), \quad i \in \mathcal{A} \quad (3.49)$$

Step 3: 大型発電設備発電電力量および電圧位相角の決定

ISO は各地域の電力需要量 $\mathbf{d}^{k+1}(t) = [d_1^{k+1}(t) \cdots d_L^{k+1}(t)]^T$ および供給者による発電電力量 $\mathbf{s}^{k+1}(t) = [s_1^{k+1}(t) \cdots s_L^{k+1}(t)]^T$ の情報に基づいて, 自身が管理する大型発電設備の発電電力量および各母線の電圧位相角を次式に従って決定する。

$$(\mathbf{s}_l^{k+1}(t), \boldsymbol{\theta}^{k+1}(t)) = \arg \min_{\mathbf{s}_l, \boldsymbol{\theta} \in \mathcal{F}_{\mathbf{s}_l, \boldsymbol{\theta}}} \bar{\mathcal{L}}(\mathbf{s}_l, \boldsymbol{\theta}) \quad (3.50)$$

$$\bar{\mathcal{L}}(\mathbf{s}_l, \boldsymbol{\theta}) := \sum_{i \in \mathcal{A}} \left\{ c_{l_i}(s_{l_i}) + f_i(\boldsymbol{\theta}_i) \right\} - \boldsymbol{\lambda}^k(t)^T (\mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}) + \frac{1}{2} \gamma \|\mathbf{s}_l + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} + \mathbf{s}^{k+1}(t) - \mathbf{d}^{k+1}(t)\|^2 \quad (3.51)$$

ただし, γ は正の定数である。

Step 4: 電力価格の決定, 更新

ISO に伝えられた各地域の電力需要量および発電電力量と ISO 自身が決定した各地域の電圧位相角と大型発電設備の発電電力量が以下の電力網による制約 (全地域の需給バランス) を満たす場合は $\lambda_i^k(t)$ が取引時刻 t に関する電力価格として決定される。

$$\mathbf{s}^{k+1}(t) + \mathbf{s}_l^{k+1}(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^{k+1}(t) = \mathbf{d}^{k+1}(t) \quad (3.52)$$

式 (3.52) が満たされない場合, ISO は以下の式に基づき各地域の電力価格を新たに更新する。そして更新した価格 $\lambda_i^{k+1}(t)$ を地域 i の需要家や供給者に伝える。

$$\boldsymbol{\lambda}^{k+1}(t) = \boldsymbol{\lambda}^k(t) - \gamma \left\{ \mathbf{s}^{k+1}(t) + \mathbf{s}_l^{k+1}(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^{k+1}(t) - \mathbf{d}^{k+1}(t) \right\} \quad (3.53)$$

Step 5: 反復

k を $k+1$ として **Step 2** へ戻る。

ここで3.2節で提案した勾配法に基づいた市場アルゴリズム (Algorithm 3.1) と上記のアルゴリズムの違いを Fig. 3.1 に示す. この図より, Algorithm 3.1 においては各地域の価格情報に基づいて各地域の需要家および供給者と ISO が同時に意思決定を行っているのに対し, 本節で示した Algorithm 3.3 においては各地域の需要家および供給者と ISO が交互に意思決定を行っていることが分かる. 加えて, 上記の Algorithm 3.3 においても, ISO は式 (3.53) に従って各地域の電力価格の更新を行っており, 価格更新において需要家の効用関数や供給者が所有する発電設備の費用関数の情報を必要としていない. 従って, 本手法においても市場取引において各市場参加者の個人情報に関する秘匿性を保持しながら分散的に最適な電力価格の決定を行うことが可能である.

また本アルゴリズムに関しても, 補足として擬似コード表現したアルゴリズムを次頁に示す.

3.3.3 収束性解析

次に, Algorithm 3.3 を用いることで各地域の電力価格が社会全体の利益を最大化する最適な電力価格に収束することを示す. ここで取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ に対する前日市場取引において, k 回市場取引が完了した時の電力ネットワーク全体における電力需給バランスの残差を $\boldsymbol{\delta}^k(t) := \mathbf{s}^k(t) + \mathbf{s}_i^k(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^k(t) - \mathbf{d}^k(t)$ と定義する. この時, Algorithm 3.3 を用いた市場取引における電力価格の収束性に関して次の定理が成り立つ.

定理 3.2. 仮定 2.1–3.2 が成り立つとする. この時, ステップ幅である正の定数 γ が次式を満たす時, Algorithm 3.3 を用いて更新された取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ に関する電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^k(t)$ は最適な電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^*(t)$ に収束する.

$$0 < \gamma < \frac{2(\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)}{\left(\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) + 2 \sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t)\right)^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)} \quad (3.54)$$

Proof. まず始めに, リアプノフ関数の候補として次の値関数 $V(\boldsymbol{\lambda}^k(t))$ を考える.

$$V(\boldsymbol{\lambda}^k(t)) = \|\boldsymbol{\lambda}^k(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)\|^2 \quad (3.55)$$

一方で式 (3.53) より, $\boldsymbol{\delta}^k(t) = \mathbf{s}^k(t) + \mathbf{s}_i^k(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^k(t) - \mathbf{d}^k(t)$ を用いると各地域の電力価格更新式は以下のように表される.

$$\boldsymbol{\lambda}^{k+1}(t) = \boldsymbol{\lambda}^k(t) - \gamma \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \quad (3.56)$$

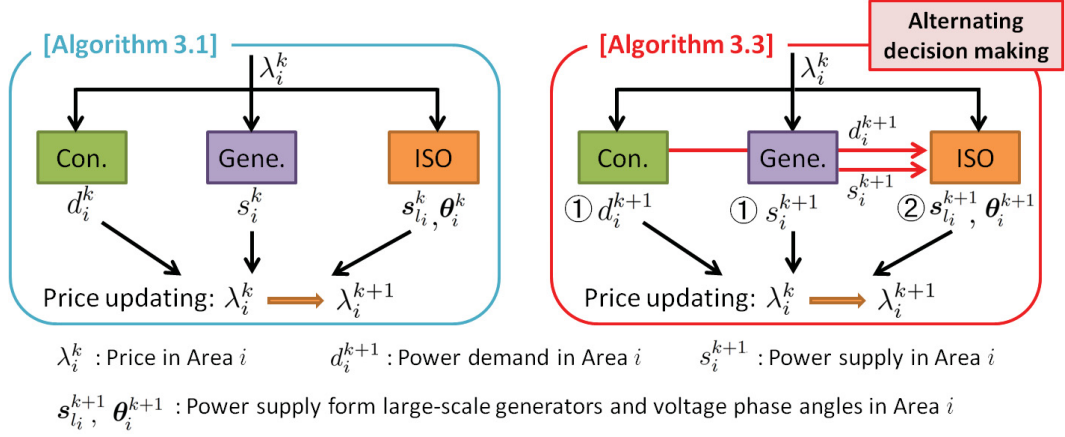


Fig. 3.1 : Alternating decision making in market trading

Algorithm 3.3 (pseudocode)

```

1 Initialization
2   Set  $k = 0$ 
3   Set  $\lambda^k(t) = [\lambda_1^k(t) \cdots \lambda_L^k(t)]^T$ ,
4 Repeat
5   for  $i = 1 : L$ 
6      $d_i^k(t) \leftarrow \arg \max_{d_i^{\min} \leq d_i \leq d_i^{\max}} \mathcal{W}_{d_i}(d_i, \lambda_i^k(t))$       % Consumers' decision makings
7      $s_i^k(t) \leftarrow \arg \max_{s_i^{\min} \leq s_i \leq s_i^{\max}} \mathcal{W}_{s_i}(s_i, \lambda_i^k(t))$       % Generators' decision makings
8     Send  $d_i^k(t), s_i^k(t)$  to the ISO
9   end for
10   $\mathbf{d}^{k+1}(t) \leftarrow [d_1^{k+1}(t) \cdots d_L^{k+1}(t)]^T, \mathbf{s}^{k+1}(t) \leftarrow [s_1^{k+1}(t) \cdots s_L^{k+1}(t)]^T$ 
11   $[s_l^{k+1}(t), \theta^{k+1}(t)] \leftarrow \arg \min_{(s_l, \theta) \in \mathcal{F}_{s_l, \theta}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{s_{l_i} + f_i(\theta_i)\} - \lambda^k(t)^T \{s_l + \bar{\mathbf{B}}\theta\}$ 
    $+ \frac{1}{2} \gamma \|s_l + \bar{\mathbf{B}}\theta + s^{k+1}(t) - \mathbf{d}^{k+1}(t)\|^2$ 
12  if  $s^{k+1}(t) + s_l^{k+1}(t) + \bar{\mathbf{B}}\theta^{k+1}(t) \neq \mathbf{d}^{k+1}(t)$ 
13     $\lambda^{k+1}(t) \leftarrow \lambda^k(t) - \gamma \{s^{k+1}(t) + s_l^{k+1}(t) + \bar{\mathbf{B}}\theta^{k+1}(t) - \mathbf{d}^{k+1}(t)\}$       % Price update
14  end if
15   $k = k + 1$ 
16 End Repeat

```

上式より、リアプノフ関数 $V(\boldsymbol{\lambda}^{k+1}(t))$ は以下のように書き換えられる。

$$\begin{aligned}
V(\boldsymbol{\lambda}^{k+1}(t)) &= \|\boldsymbol{\lambda}^{k+1}(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)\|^2 \\
&= \|\boldsymbol{\lambda}^k(t) - \gamma\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)\|^2 \\
&= \|\boldsymbol{\lambda}^k(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)\|^2 + \gamma^2\|\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)\|^2 - 2\gamma(\boldsymbol{\lambda}^k(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \\
&= V(\boldsymbol{\lambda}^k(t)) + \gamma^2\|\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)\|^2 - 2\gamma(\boldsymbol{\lambda}^k(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \quad (3.57)
\end{aligned}$$

従って、上記のリアプノフ関数の時間差分を $\Delta V(t) := V(\boldsymbol{\lambda}^{k+1}(t)) - V(\boldsymbol{\lambda}^k(t))$ とすれば $\Delta V(t)$ は次式で与えられる。

$$\Delta V(t) = \gamma^2\|\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)\|^2 - 2\gamma(\boldsymbol{\lambda}^k(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \quad (3.58)$$

ここで補題 3.2 より、 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}^k(t))$ は凸関数であり、また補題 3.4 より、 $\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) = \mathbf{s}^{k+1}(t) + \mathbf{s}_l^{k+1}(t) + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^{k+1}(t) - \mathbf{d}^{k+1}(t)$ は双対関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}^k(t))$ の勾配と等しい。従って、次の不等式が成り立つ。

$$(\boldsymbol{\lambda}^k(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) > \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}^k(t)) - \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}^*(t)) \quad (3.59)$$

加えて、式 (3.7) より、最適な電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^*(t)$ は双対関数 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}(t))$ を最小化する値であるので、上記の不等式の右辺 $\mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}^k(t)) - \mathcal{P}(\boldsymbol{\lambda}^*(t))$ は全ての k に対して常に正である。従って、全ての k に対して $(\boldsymbol{\lambda}^k(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)$ も同様に常に正である。

一方、ステップ $k (\geq 1)$ における電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^k(t)$ は初期電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^0(t)$ を用いて以下のように表される。

$$\boldsymbol{\lambda}^k(t) = \boldsymbol{\lambda}^0(t) - \gamma \sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t) \quad (3.60)$$

上式を式 (3.58) に代入すると、 $\Delta V(t)$ は以下のようになる。

$$\begin{aligned}
\Delta V(t) &= \gamma^2\|\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)\|^2 - 2\gamma \left(\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \gamma \sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t) \right)^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \\
&= \gamma^2 \left(\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) + 2 \sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t) \right)^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) - 2\gamma(\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \quad (3.61)
\end{aligned}$$

従って時間差分 $\Delta V(t)$ が負、すなわち $\Delta V(t) < 0$ となる十分条件はステップ幅 $\gamma (> 0)$ が各ステップにおいて次式の条件を満たすことである。

$$0 < \gamma < \frac{2(\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)}{\left(\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) + 2 \sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t)\right)^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)} \quad (3.62)$$

以上より、式 (3.55) に示すリアプノフ関数は常に正であり、またステップ幅 γ が不等式条件 (3.62) を満たす時、その時間差分は常に負となる。従って、Algorithm 3.3 を用いて更新された電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^k(t)$ はその最適な電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^*(t)$ に収束することが示された。

□

また定理 3.2 に示したステップ幅 γ に関する不等式条件 (3.54) の上限値に関して次の系が成り立つ。

系 3.1. 仮定 2.1–3.2 が成り立つとし、更にステップ幅 γ が全ての $k (\geq 1)$ において不等式条件 (3.54) を満たす値として設定されたとする。この時、不等式条件 (3.54) の上限値に関して次式が成り立つ。

$$\lim_{k \rightarrow \infty} \frac{2(\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)}{\left(\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) + 2 \sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t)\right)^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)} = \gamma \quad (3.63)$$

Proof. 時刻 $t \in \mathcal{T}$ に関する価格決定問題において、各ステップ $k (\geq 1)$ における不等式条件 (3.54) の上限値を $\bar{\gamma}^k(t)$ とすると、 $\bar{\gamma}^k(t)$ は以下のように表される。

$$\begin{aligned} \bar{\gamma}^k(t) &= \frac{2(\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)}{\left(\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) + 2 \sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t)\right)^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)} \\ &= \frac{2(\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \left\{ \hat{\boldsymbol{\delta}}^{k+1}(t)^T (\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \hat{\boldsymbol{\delta}}^{k+1}(t)^T)^{-1} (\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)) \right\}}{\left(\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) + 2 \sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t)\right)^T \boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \left\{ \hat{\boldsymbol{\delta}}^{k+1}(t)^T (\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) \hat{\boldsymbol{\delta}}^{k+1}(t)^T)^{-1} (\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)) \right\}} \\ &= \frac{2\|\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)\|^2}{\left(\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) + 2 \sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t)\right)^T (\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))} \end{aligned} \quad (3.64)$$

ただし $\hat{\boldsymbol{\delta}}^k(t)$, $k \geq 1$, $t \in \mathcal{T}$ は、 $\boldsymbol{\delta}^k(t) \neq \mathbf{0}$ に対して正方行列 $\hat{\Delta}^k(t) := \boldsymbol{\delta}^k(t) \hat{\boldsymbol{\delta}}^k(t)^T$ が正則行列となるような任意の L 次元列ベクトルである。

またここで、式 (3.60) より次式が成り立つ。

$$\sum_{l=1}^k \boldsymbol{\delta}^l(t) = \frac{\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^k(t)}{\gamma} \quad (3.65)$$

従って、上式を式 (3.64) に代入することにより次式を得る.

$$\bar{\gamma}^k(t) = \frac{2\|\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)\|^2}{\left(\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) + 2\frac{\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^k(t)}{\gamma}\right)^T (\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))} \quad (3.66)$$

更に定理 3.2 より, 適切な値の γ を用いて Algorithm 3.3 に従って更新された電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^k(t)$ は $k \rightarrow \infty$ でその最適な電力価格 $\boldsymbol{\lambda}^*(t)$ に収束し, その時の電力網における電力需給偏差 $\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t)$ は $\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) = \mathbf{0}$ となる. 以上より, 次式が成り立つ.

$$\begin{aligned} \lim_{k \rightarrow \infty} \bar{\gamma}^k(t) &= \lim_{k \rightarrow \infty} \frac{2\|\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)\|^2}{\left(\boldsymbol{\delta}^{k+1}(t) + 2\frac{\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^k(t)}{\gamma}\right)^T (\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t))} \\ &= \frac{2\|\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)\|^2}{\frac{2}{\gamma}\|\boldsymbol{\lambda}^0(t) - \boldsymbol{\lambda}^*(t)\|^2} \\ &= \gamma \end{aligned} \quad (3.67)$$

以上より, 本系が成り立つことが示された. □

上記の系 3.1 より, Algorithm 3.3 において価格更新が十分に行われた後においても, 定理 3.2 に示したステップ幅に関する上限値が正の値として存在することが示された.

以上より, 本節で提案した市場参加者の交互意思決定に基づく電力価格更新アルゴリズムにおいても, ステップ幅の値を適切に選ぶことによって, 各地域の電力価格が社会全体の利益を最大にする最適な電力価格へと収束することが示された.

3.4 数値シミュレーション検証

本節では, 本章で提案した前日市場における電力価格決定手法 (Algorithm 3.1 および Algorithm 3.3) の有効性を数値シミュレーションにより検証する.

3.4.1 シミュレーション条件

本数値シミュレーション検証において用いた交流電力網モデルおよび各市場参加者の経済行動モデルの設計方法について述べる. 加えて, 提案手法の有効性の確認を行うために用いた他の料金制度についても説明する.

電力網モデル

本シミュレーションでは、Fig. 3.2 に示す電気学会東 30 機系統モデル [77] を 4 つの地域に分割した電力網モデルを用いて検証を行った。本電力網モデル内に存在する各地域のピーク負荷、母線数および隣接地域の地域番号を Table 3.1 に示す。ここで各地域のピーク負荷は東 30 機系統モデル (昼間断面) で定められている各母線の有効電力負荷の値を参考に決定し、その他の地域間をつなぐ送電線のパラメータについてもモデル内で定められている値を使用した。また本検証では電力消費を行う需要家に関して、各地域に住宅負荷、商業負荷および工業負荷の 3 種類の需要家が存在するとし、Fig. 3.3 に本検証で用いた各地域における需要家の種類別の割合を示した。またその他、本シミュレーションモデルの詳細な構築方法に関しては本論文付録 A を参照されたい。

一方、本検証では地域 $i \in \mathcal{A}$ に存在する母線 i_k の電圧位相角 $\theta_{i_k}(t)$ の変位に対するペナルティ関数 $f_i(\boldsymbol{\theta}_i(t))$ を仮定 3.1 を満たす関数として以下のように定めた。

$$f_i(\boldsymbol{\theta}_i(t)) = \sum_{k=1}^{n_i} \zeta_{i_k} \theta_{i_k}^2(t), \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.68)$$

また上式において、係数 ζ_{i_k} は各地域間の電力潮流が送電線の送電容量内で適切に生じる値として $\zeta_{i_k} = 1.0 \times 10^{12}$, $\forall k \in \mathcal{N}_i$, $\forall i \in \mathcal{A}$ と定めた。加えて、各地域の電力需要量および発電電力量の上下限值等の本電力網に関するその他のパラメータは、Table 3.2 に示

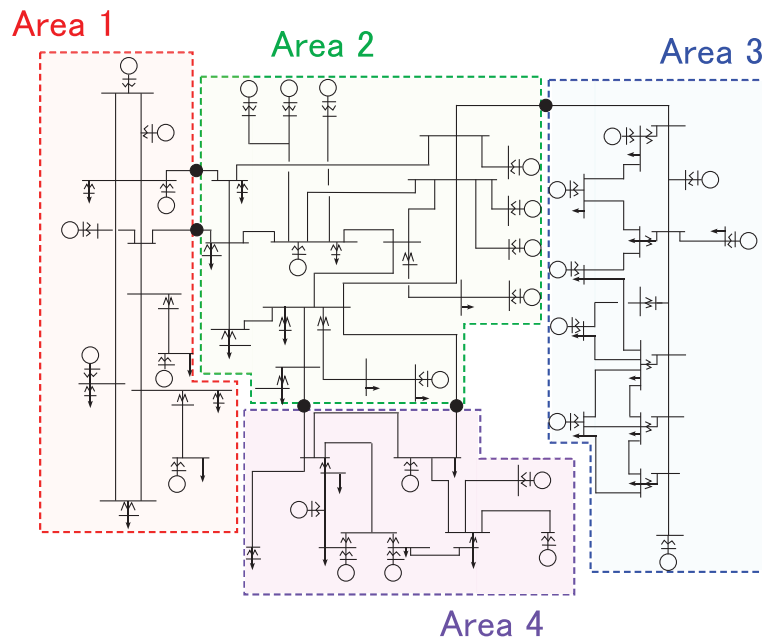


Fig. 3.2 : IEEE EAST 30-machine System Models with 4 Areas

Table 3.1 : Area data

	Area 1	Area 2	Area 3	Area 4
peak load [MW]	185.5	349.0	93.0	98.5
number of nodes	25	37	27	18
neighbor areas	{2}	{1, 3, 4}	{2}	{2}

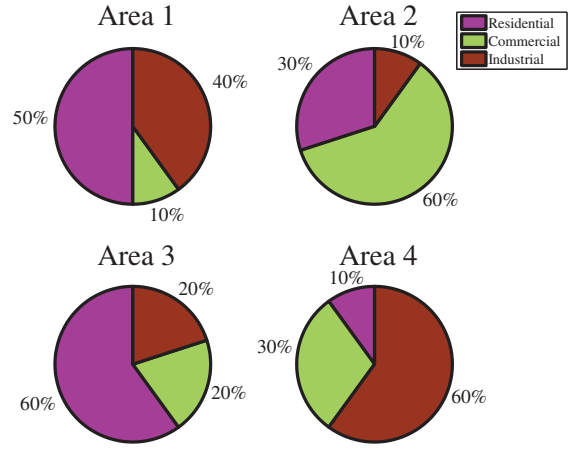


Fig. 3.3 : Proportion of consumers

Table 3.2 : Simulation parameters

Parameter [unit]	Symbol	Value
bounds of demand [MW]	d_i^{\min}, d_i^{\max}	$\mu_1 \bar{d}_i, \infty$
bounds of supply [MW]	s_i^{\min}, s_i^{\max}	$0, \mu_1 \bar{d}_i / 5$
bounds of supply from large scale generators [MW]	$s_{l_i}^{\min}, s_{l_i}^{\max}$	$0, \infty$
bound of voltage phase angle [degree]	θ_i^{\max}	0.1
bound of transmission capacity [MW]	P_{ikjl}^{\max}	15

す値を用いて設定した。ただし、本表に示す $\mu_1 \bar{d}_i$ は各地域の需要家の電力価格に依存しない電力需要量であり、その設定方法に関しては次に述べる需要家の経済行動モデルの設計に関する説明内において示す。

市場参加者の経済行動モデル

次に各地域の需要家および供給者の経済行動モデルの設計方法について述べる。

まず需要家に関してであるが、本検証においては、各地域の需要家は価格に依存する電力需要と価格に依存しない電力需要の2種類の電力需要を持つとする。この時、このような2種類の需要を持つ需要家に対する効用関数は次式で与えられる [78]。

$$v_i(d_i(t)|t) = \mu_2 \tilde{v}_i \left(\frac{d_i(t) - \mu_1 \bar{d}_i(t)}{\mu_2} \right) \quad (3.69)$$

上式において、 $\mu_1 \bar{d}_i(t)$ は各地域における時刻 t から $t+1$ 間の価格に依存しない電力需要量、すなわち価格に非弾力性を持つ電力需要量である。また μ_1, μ_2 は価格に依存しな

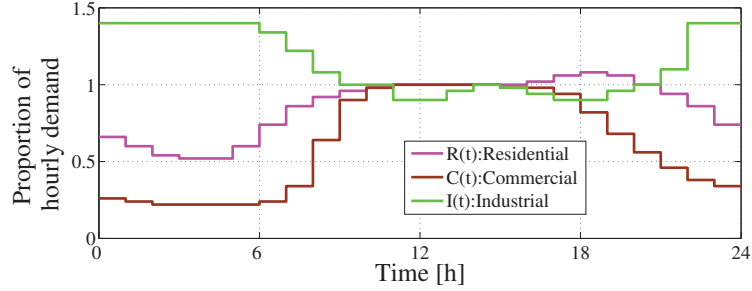


Fig. 3.4 : Proportion of hourly demand by consumers [79]

い需要量と依存する需要量の割合を示す係数であり， $\tilde{v}_i(\cdot)$ は価格に依存しない需要量に関する仮の効用関数である．以上より，本検証においては，各時刻 $t \in \mathcal{T}$ における地域 $i \in \mathcal{A}$ の需要家の効用関数 $v_i(d_i(t)|t)$ を仮定 2.1 を満たす関数として次式で与えた．

$$v_i(d_i(t)|t) = \mu_2 a_i(t) \log \left(\frac{d_i(t) - \mu_1 \bar{d}_i(t)}{\mu_2} + 1 \right), \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.70)$$

ただし， $a_i(t)$ は各地域の需要家の各時刻における電力需要傾向を表す係数である．また本検証においては，各地域の需要家の価格に依存しない電力需要量と依存する需要量の割合を $\mu_1 = 0.8$, $\mu_2 = 0.2$ として定めた．一方で価格に依存しない電力需要量に関する $\bar{d}_i(t)$ の値は，Table 3.1 に示す各地域のピーク負荷を d_i^{peak} , $i \in \mathcal{A}$ とし，この値に基づいて，Fig. 3.3 に示す各地域の需要家の住宅負荷，商業負荷および工業負荷が占める割合 k_R , k_C および k_I と Fig. 3.4 に示す各種負荷の時刻における比率 $R(t)$, $C(t)$ および $I(t)$ を用いて次式に従って決定した．

$$\bar{d}_i(t) = \{k_{R_i} R(t) + k_{C_i} C(t) + k_{I_i} I(t)\} d_i^{peak}, \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.71)$$

$$\text{s. t. } k_{R_i} + k_{C_i} + k_{I_i} = 1, \quad 0 \leq k_X \leq 1, \quad X \in \{R_i, C_i, I_i\} \quad (3.72)$$

更に各地域，各時刻の固定電力価格を $\lambda_i(t) = \lambda_f$, $\forall i \in \mathcal{A}, \forall t \in \mathcal{T}$ とし，この固定電力価格 λ_f に対する各地域の電力需要量が式 (3.71) に示す電力需要量と等しいとすることで，式 (3.70) に示す各需要家の効用関数の係数 $a_i(t)$ を次式に従って決定した．

$$a_i(t) = \lambda_f \left(\frac{\bar{d}_i(t) - \mu_1 \bar{d}_i(t)}{\mu_2} + 1 \right), \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.73)$$

ここで $\lambda_f = 25.91$ [Yen/kWh] とした時の，各地域各時刻における効用関数の係数 $a_i(t)$ の値を Fig. 3.5 に示した．この図より，地域別，時刻別に電力需要に対して異なる傾向を有していることが分かる．

次に供給者に関してであるが，本検証では，各時刻 $t \in \mathcal{T}$ における地域 $i \in \mathcal{A}$ の供給者または ISO が管理する発電設備の費用関数 $c_i(s_i(t))$, $c_i(s_i(t))$ をそれぞれ仮定 2.2, 3.1

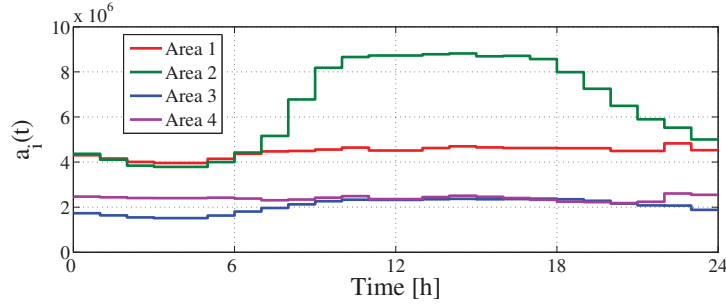


Fig. 3.5 : Coefficients of utility functions of consumers

を満たす関数として以下のように定めた.

$$c_i(s_i(t)) = \frac{1}{\mu_3} b_i s_i^2(t), \quad c_{l_i}(s_{l_i}(t)) = b_i s_{l_i}^2(t), \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.74)$$

ただし上式において $b_i, \forall i \in \mathcal{A}$ は各地域の発電設備が有する発電能力を示す係数である. また μ_3 は各地域における総発電電力量に対する供給者が所有する発電設備からの発電電力量の割合を示す係数であり, 本検証においては $\mu_3 = 0.2$ と設定した. ここで両関数における係数 b_i は, 先述した効用関数の係数と同様に, 各地域の固定電力価格 λ_f に対する発電電力量の1日の総和が, 式 (3.71) に示す電力需要量の1日の総和と等しくなるように, それぞれ次式に従って決定した.

$$b_i = \lambda_f \frac{T}{2 \sum_{t \in \mathcal{T}} \bar{d}_i(t)}, \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (3.75)$$

他の料金制度

本シミュレーションにおいては, 本章で提案した価格決定アルゴリズムを用いて導出された各地域の時間別電力価格が, 社会全体の利益の増加に対して有効であることを示す. ここで本検証においては, 以下に示す東京電力 [80] の料金プランである従量電灯 B 第2段階料金に基づいた固定料金 $\lambda^f(t)$ および電化上手 (その他季) に基づいた時間別電気料金 $\lambda^{\text{TOU}}(t)$ を従来価格制度として用いた. また本比較を行うために, 提案手法においても $T = 24$ として1時間ごとの市場取引量の決定が行われるものとする.

$$\lambda^f(t) = 25.91 \text{ [Yen/kWh]}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \quad (3.76)$$

$$\lambda^{\text{TOU}}(t) = \begin{cases} 12.16 \text{ [Yen/kWh]} & t \in \{0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 23\} \\ 25.92 \text{ [Yen/kWh]} & t \in \{7, 8, 9, 17, 18, 19, 20, 21, 22\} \\ 31.64 \text{ [Yen/kWh]} & t \in \{10, 11, 12, 13, 14, 15, 16\} \end{cases} \quad (3.77)$$

ここで、各時刻 $t \in \mathcal{T}$ における固定価格に対する電力需要量 $d_i^f(t)$ および供給者所有の発電設備の発電電力量 $s_i^f(t)$ は固定電力価格 λ_f を各市場参加者の行動モデル式 (2.2), (2.4) に代入することによって決定し、また大型発電設備の発電電力量 $\mathbf{s}_i^f(t) \in \mathbb{R}^L$ および各母線の電圧位相角 $\boldsymbol{\theta}^f(t) \in \mathbb{R}^N$ については次式の費用最小化問題を解くことによって決定した。

$$(\mathbf{s}_i^f(t), \boldsymbol{\theta}^f(t)) = \arg \min_{\mathbf{s}_i, \boldsymbol{\theta} \in \mathcal{F}_{s_i, \boldsymbol{\theta}}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{c_{l_i}(s_{l_i}) + f_i(\boldsymbol{\theta}_i)\} - \boldsymbol{\lambda}^{fT} \{\mathbf{s}_i + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}\} \quad (3.78)$$

$$\text{s. t. } \mathbf{s}_i + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta} = \mathbf{d}^f(t) - \mathbf{s}^f(t) \quad (3.79)$$

ただし、 $\mathbf{d}^f(t) := [d_1^f(t) \cdots d_L^f(t)]^T$, $\mathbf{s}^f(t) := [s_1^f(t) \cdots s_L^f(t)]^T$, $\forall t \in \mathcal{T}$ である。

また各時刻 $t \in \mathcal{T}$ の時間別電気料金に対する各地域の電力需要量および供給者所有の発電設備の発電電力量 $d_i^{\text{TOU}}(t)$, $s_i^{\text{TOU}}(t)$, $\forall i \in \mathcal{A}$ ならびに大型発電設備の発電電力量 $\mathbf{s}_i^{\text{TOU}}(t) \in \mathbb{R}^L$ および各母線の電圧位相角 $\boldsymbol{\theta}^{\text{TOU}}(t) \in \mathbb{R}^N$ についても上記の固定電力価格に対する各値と同様にして決定した。

3.4.2 シミュレーション結果

前項で述べた条件で行った数値シミュレーション結果を示す。

勾配法に基づく価格決定アルゴリズム (Algorithm 3.1) による最適解への収束

Figs. 3.6, 3.7 に、取引時刻 10:00–11:00 [h] に関する前日市場取引に対して、勾配法に基づく電力価格決定アルゴリズム (Algorithm 3.1) を適用した場合における電力価格および各市場取引量の推移の様子を示す。これらの図において、横軸は提案アルゴリズムの反復回数、すなわち ISO と各地域の需要家および供給者間で行われた市場取引の回数を表している。また、提案アルゴリズムの有効性を検証するために、式 (3.68), (3.70) および (3.74) に示した本検証で用いた効用関数、発電設備の費用関数ならび母線の電圧位相角に関するペナルティ関数を、最適化問題 (3.3)–(3.6) およびその双対問題 (3.7) に代入することで、各地域の需要家の最適な電力需要量 $d_i^*(t)$ 、供給者所有の発電設備の最適な発電電力量 $s_i^*(t)$ 、ISO が管理する大型発電設備の最適な発電電力量 $\mathbf{s}_i^*(t)$ 、最適な電圧位相角 $\boldsymbol{\theta}^*(t)$ を用いて式 (2.8) に従って算出した最適な各地域間の有効電力潮流量 $P_i^*(t)$ ならびに各地域の最適な電力価格 $\lambda_i^*(t)$ を全ての $i \in \mathcal{A}$ および $t \in \mathcal{T}$ に対してそれぞれ

解析的に導出した。またこれらの最適な市場取引量および最適な電力価格の各値はそれぞれ各図において波線を用いて表している。

結果について考察を行う。まず Fig. 3.6 より、本章で提案した Algorithm 3.1 に従って電力価格の更新を繰り返すことで、各地域の電力価格がそれぞれの最適な電力価格に収束していることが分かる。特に地域間の潮流量に関するペナルティ関数を設けることによって、地域別に異なる価格に収束していることを確認することができる。次に Fig. 3.7 より、前日市場において取引される各地域の需要家の電力需要量、供給者所有の発電設備の発電電力量および ISO が管理する大型発電設備の発電電力量と各地域間の有効電力潮流量に関してもそれぞれ最適値に収束していることが分かる。それゆえ、Algorithm 3.1 に従って市場取引を行うことによって、各市場取引量が電力網における制約条件を満たし、かつ社会全体の利益を最大化させるような電力需要量、発電電力量および電力潮流量と一致することを確認することができる。以上より、Algorithm 3.1 は前日市場における各地域の最適な電力価格の分散的な導出と、それに基づく社会全体の利益の最大化に対して有効であることが示された。

市場参加者の交互意思決定に基づく価格決定アルゴリズム (Algorithm 3.3) による収束速度向上

続いて市場参加者の交互意思決定に基づく価格決定アルゴリズム (Algorithm 3.3) を用いることで、市場取引における収束速度向上と最適解の導出の両立が達成されることを確認する。Figs. 3.8, 3.9 にそれぞれ Algorithm 3.3 を用いた場合の時刻 10:00-11:00 [h] における市場取引によって決定された各地域の電力価格および Area 1 の電力需要量、供給者所有または ISO が管理する発電設備の発電電力量ならびに Area 1 から隣接地域に流入する有効電力量についての市場取引量の推移を表す。また各図において、一点鎖線が Algorithm 3.1 を用いた場合における結果であり、実線が Algorithm 3.3 を用いた場合における結果である。ここでステップ幅 γ に関しては定理 3.2 を満たす値として Algorithm 3.3 においては $\gamma = 250$ 、Algorithm 3.1 においては $\gamma = 25$ と設定した。

結果についての考察を行う。まず Fig. 3.8 より、Algorithm 3.3 を用いて更新を行うことによって電力価格が、Algorithm 3.1 を用いて導出された電力価格と同様に、破線で表した各地域の最適な電力価格に収束していることが分かる。更にその収束速度に関して、Algorithm 3.3 を用いることで、勾配法に基づいた Algorithm 3.1 を用いた場合と比べて、市場取引における収束速度の向上を達成していることが分かる。また Fig. 3.9 よ

り、各地域の需要家の電力需要量、供給者所有の発電設備の発電電力量、大型発電設備の発電電力量および地域間潮流量それぞれに関しても、同様に Algorithm 3.3 に従って市場取引を行うことで各最適値へと収束しており、また各値とも Algorithm 3.1 を用いた場合と比べて収束速度が向上していることが分かる。

加えて、Fig. 3.10 に Algorithm 3.1 において $\gamma = 75$ とした場合ならびに Algorithm 3.3 において $\gamma = 250$ とした場合の地域 1 における電力価格の推移の結果、Fig. 3.11 に定理 3.2 に示した Algorithm 3.3 におけるステップ幅 γ に関する上限値の推移の結果を示す。

結果について考察を行う。まず Fig. 3.10 より、Algorithm 3.1 による電力価格は十分更新が繰り返された後においても振動しているのに対し、Algorithm 3.3 を用いることによって収束速度の向上と最適な電力価格への収束の両立を達成していることが分かる。更に Fig. 3.11 より、Algorithm 3.3 に従って電力価格の更新を繰り返すことによってステップ幅 γ の上限値が設定したステップ幅の値 ($\gamma = 250$) に収束していることが分かる。従って本章で示した定理 3.2 ならびに系 3.1 の有効性が確認された。

以上より、Algorithm 3.3 は Algorithm 3.1 と同様に前日市場における最適な電力価格決定と社会全体の利益の分散的な最大化に対して有効であることに加え、その市場取引における収束速度向上、すなわち前日市場取引における取引回数の低減に対しても有効であることを確認した。

社会全体の利益

最後に、前日市場における社会全体の利益に関して、本章で提案した Algorithm 3.1 または Algorithm 3.3 に従って決定された時間別電力価格を用いた場合と前項で述べた固定電力価格または時間別料金を用いた場合における結果についての比較を行う。Fig. 3.12 に本章で提案した電力価格決定アルゴリズムによって決定された地域別・時間別電力価格の結果、Fig. 3.13 に前日市場取引によって決定された各地域の時刻別電力需給量の結果をそれぞれ示している。また、Fig. 3.14 に本章で提案した市場アルゴリズムによって導かれた最適な電力価格に対する電力需要量、発電電力量および電力潮流量を用いて算出した各時刻の社会全体の利益の総和 $\sum_{t \in \mathcal{T}} \mathcal{W}(t)$ ならびに固定電力料金制度または時間別料金制度を用いることで得られた社会全体の利益の総和および地域間の電力潮流量を考慮せずに決定した電力価格に基づいて得られた社会全体の利益の総和を示す。

結果についての考察を行う。まず Fig. 3.12 より、本章で提案した Algorithm 3.1 または Algorithm 3.3 を前日市場取引に適用することで、電力価格の決定が地域別かつ時間

別に行われている。また Fig. 3.13 において、各地域とも需要家の電力需要量 d_i が供給者所有の発電設備の発電電力量 s_i および地域間の潮流量を含む大型発電設備の発電電力量 $s_{l_i} + P_i$ の総和と一致している。従って、これらの結果より、本章で提案した価格決定アルゴリズムを用いることによって、前日市場における地域別・時間別の電力価格の導出とそれに基づく電力需給量の決定が分散的に達成されていることが分かる。

次に Fig. 3.14 に示す社会全体の利益に関してであるが、この図より、本章で提案した Algorithm 3.1 または Algorithm 3.3 によって決定された時間別・地域別電力価格を用いることで、前日市場における社会全体の利益が、式 (3.76), (3.77) に示す固定料金または時間別料金を用いた場合および地域間の潮流量を考慮せずに決定した電力価格を用いた場合と比べて増加していることが分かる。本結果は、本章における提案手法によって決定された各時刻 $t \in \mathcal{T}$ における電力価格に対する各市場参加者の市場取引量 $(\mathbf{d}^o(t), \mathbf{s}^o(t), \mathbf{s}_l(t), \boldsymbol{\theta}(t))$ が、最適化問題 (3.3)-(3.5) の目的関数である社会全体の利益を最大にする最適解と一致するためである。従って、本稿で提案した市場アルゴリズムによって決定される最適な電力価格を用いることで、他のどのような電力価格制度を用いた場合と比べても社会全体の利益が大きくなることが確認できる。

以上より、本章で提案した市場アルゴリズムによって前日市場における社会全体の利益の最大化が達成されることが示された。

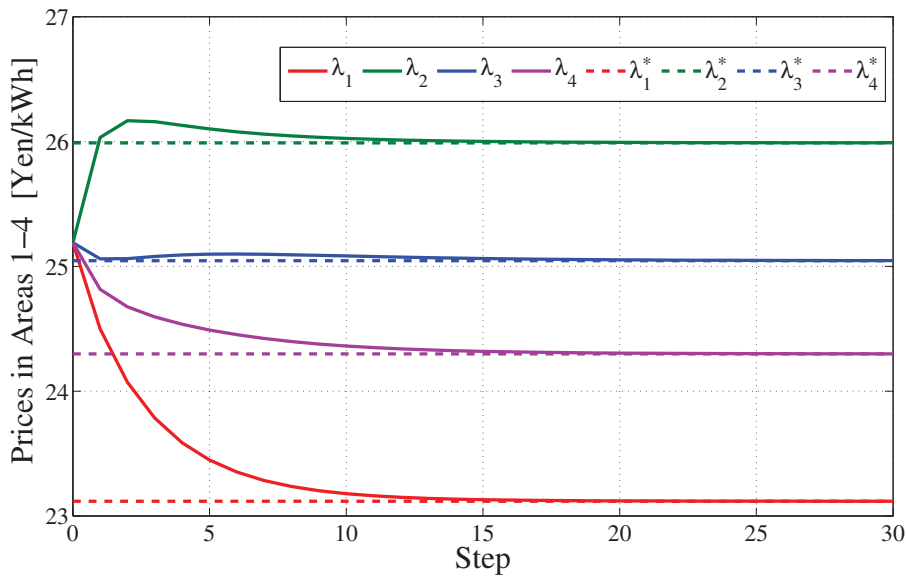
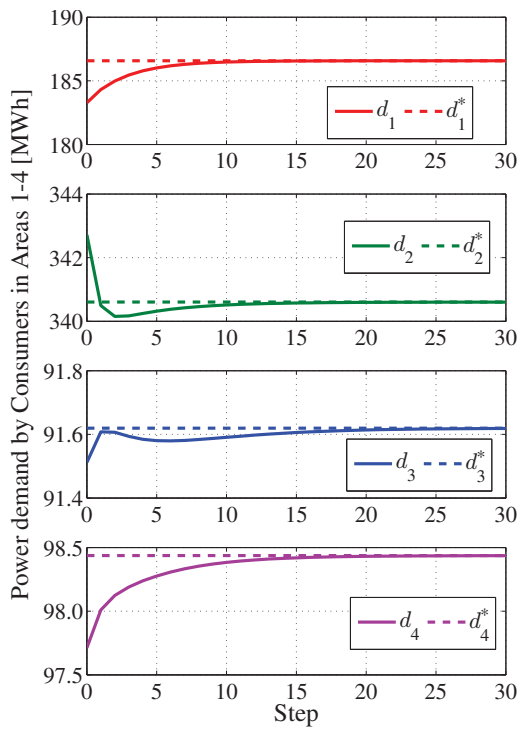
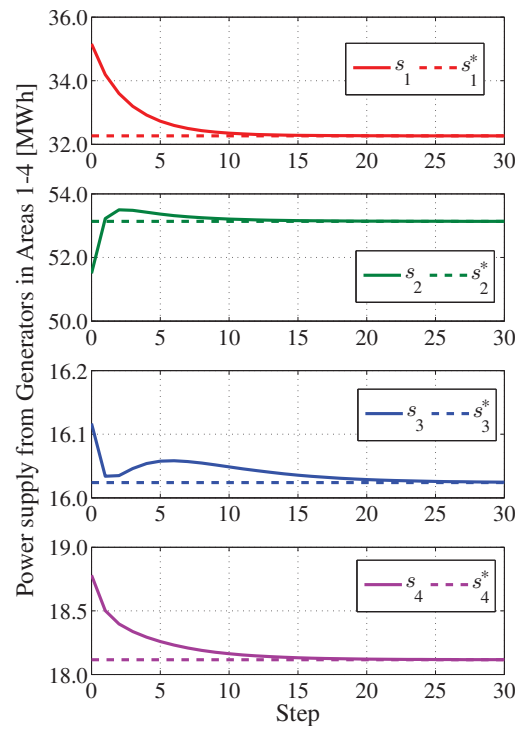


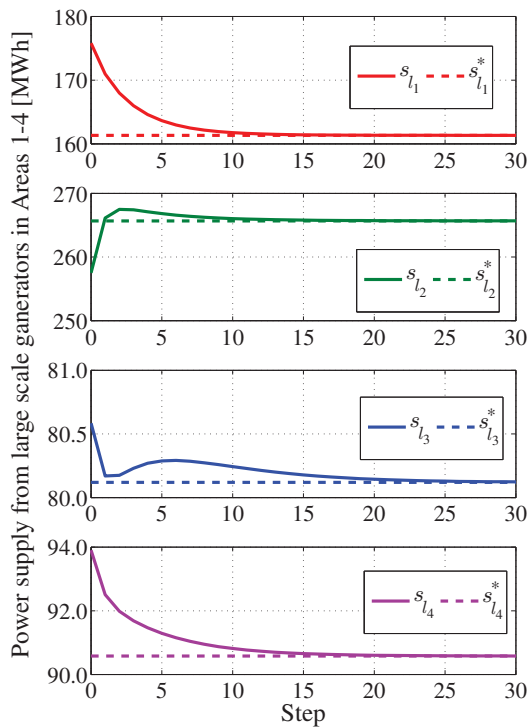
Fig. 3.6 : Results of electricity prices between 10:00-11:00 [h] in day-ahead market trading



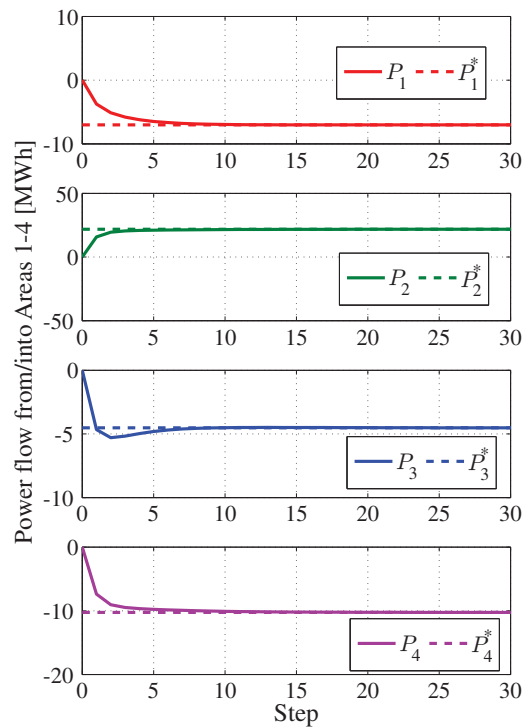
(a) power demand by consumers



(b) power supply from generators



(c) power supply from large scale generators



(d) power flow among areas

Fig. 3.7 : Results of day-ahead market trading between 10:00-11:00 [h]

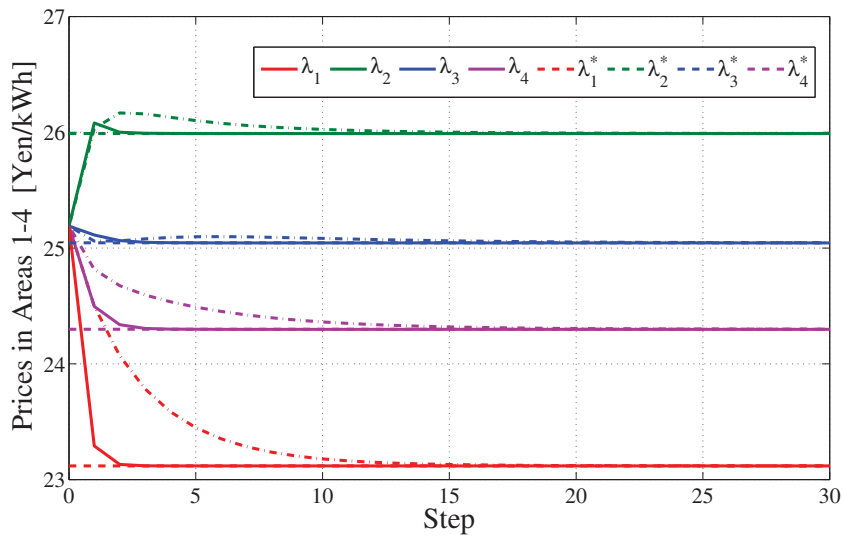


Fig. 3.8 : Results of electricity prices in Areas 1-4 between 10:00-11:00 [h] via Algorithm 3.1 (dash-dot lines) and Algorithm 3.3 (solid lines)

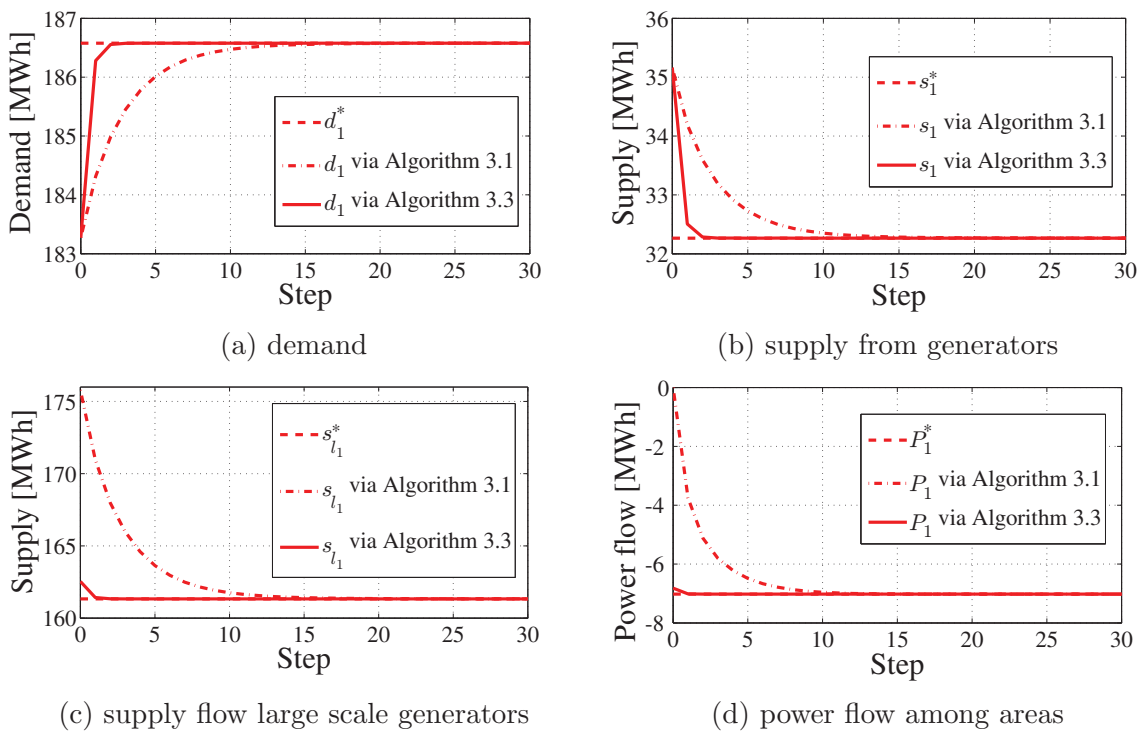


Fig. 3.9 : Results of day-ahead market trading in Area 1 between 10:00-11:00 [h] via Algorithm 3.1 (dash-dot lines) and Algorithm 3.3 (solid lines)

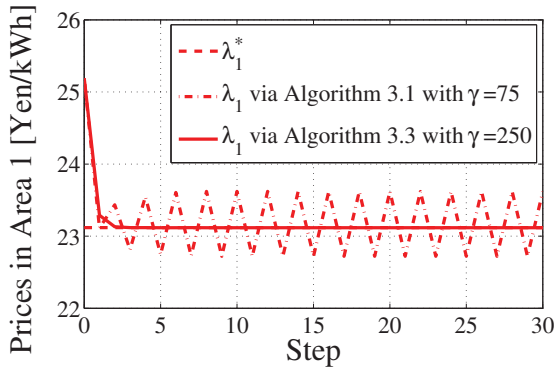


Fig. 3.10 : Results of prices in Area 1

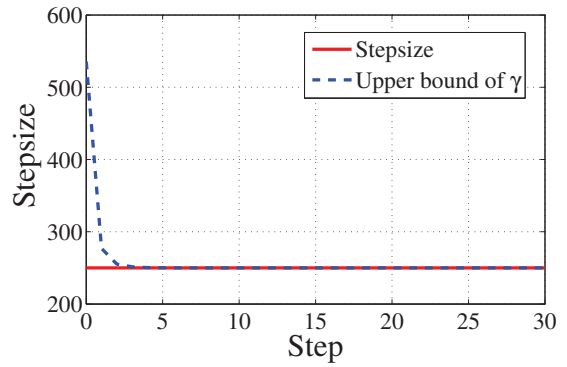


Fig. 3.11 : Result of upper bound of γ

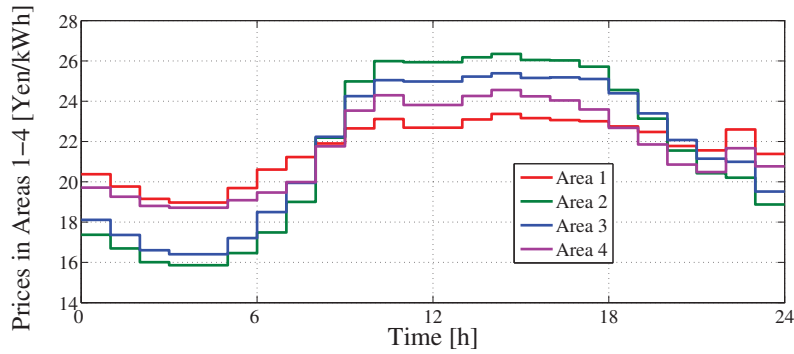
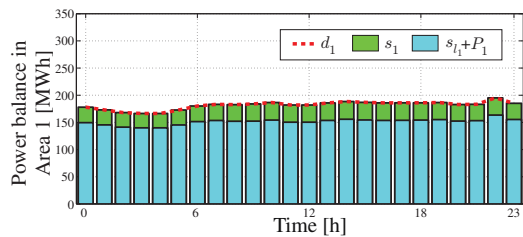
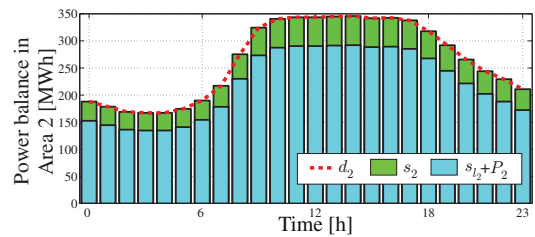


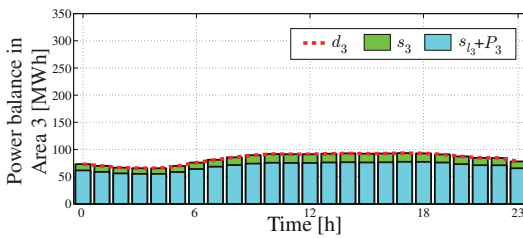
Fig. 3.12 : Hourly electricity prices in Areas 1-4



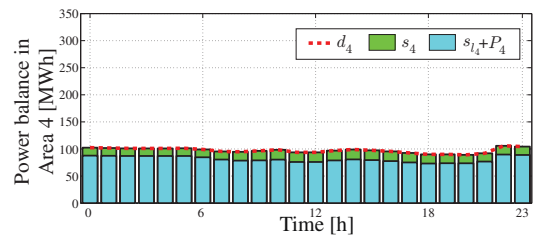
(a) Area 1



(b) Area 2



(c) Area 3



(d) Area 4

Fig. 3.13 : Results of power balances in Areas 1-4 with day-ahead market trading

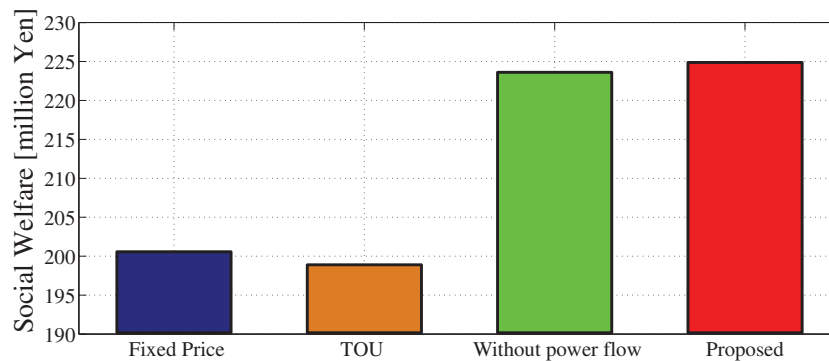


Fig. 3.14 : Result of social welfare with different types of pricing methods

3.5 本章のまとめ

本章では、前日市場における電力市場取引に基づく社会全体の利益最大化を目的として、各地域・各時刻の最適な電力価格の導出と地域間電力潮流量を考慮した最適電力需給量の決定を行うための電力価格決定アルゴリズムの提案を行った。具体的には、本章では前日市場における社会全体の利益を最大にする各地域の最適な電力価格が、社会全体の利益最大化問題の双対問題における最適なラグランジュ乗数で表されることを示した。更にはその最適な電力価格を需要家の効用関数や供給者所有の発電設備の費用関数の情報を用いずに分散的に導出するための、勾配法に基づく電力価格決定アルゴリズムを提案した。また、本章ではアルゴリズムにおける収束速度向上を目的として、市場参加者の交互意思決定に基づく電力価格決定アルゴリズムの提案を行った。加えて、本章では上記の提案アルゴリズムに従って電力価格を更新することで、電力価格が社会全体の利益を最大にする最適な電力価格へと収束することを示した。最後に数値シミュレーション検証より、本章で提案した価格決定アルゴリズムを用いて市場取引を行うことで、前日市場における社会全体の利益の最大化が達成されることを確認した。

第 4 章

当日市場における H_∞ 制御に基づく動的 電力価格決定

前章では前日市場における最適な地域別/時間別電力需給量決定のための電力価格決定アルゴリズムを提案した。しかしながら，当日において各市場参加者は前日市場で決定した最適な行動を選択するとは限らず，その電力需要量および発電電力量には不確かさが含まれる。そこで本章では，不確かなシステムに対してロバストな制御手法である H_∞ 制御 [64, 81] を用いることで，市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさによる影響を抑制しつつ，各地域の電力需給の一致を目的とした電力価格決定手法の提案を行う。具体的には，各市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさを乗法的な不確かさで表し，不確かさを含む動的電力価格決定問題を H_∞ 制御問題として設定する。そして本問題に従って導出した H_∞ 制御器を用いた地域別電力価格更新アルゴリズムを提案する。最後に，数値シミュレーション検証により，本章で提案する H_∞ 制御に基づく電力価格決定手法が，各市場参加者の電力需要/発電行動の不確かさに起因する電力需給偏差の低減に対して有効であることを示す。

4.1 問題設定

4.1.1 不確かさを含む市場参加者の電力需要/発電行動

本項では各地域の需要家および供給者の不確かさを含む電力需要/発電行動について述べる。第 2 章で述べたように，各地域の需要家および供給者は，ISO により提示された電力価格に対して式 (2.2), (2.4) に従って自身の利益を最大化するように利己的に電力需要量および発電電力量を決定する。しかしながら，各市場参加者は必ずしも自身の利

Table 4.1 : Prediction errors of regional power demand

Region	Okinawa	Kyusyu	Shikoku	Chugoku	Kansai
Supply capability [10^3 MW]	1.84	14.8	4.66	10.1	22.8
RMSE [MW]	20.3	312	73.6	217	455
Relative error [%]	1.10	2.11	1.58	2.15	2.00

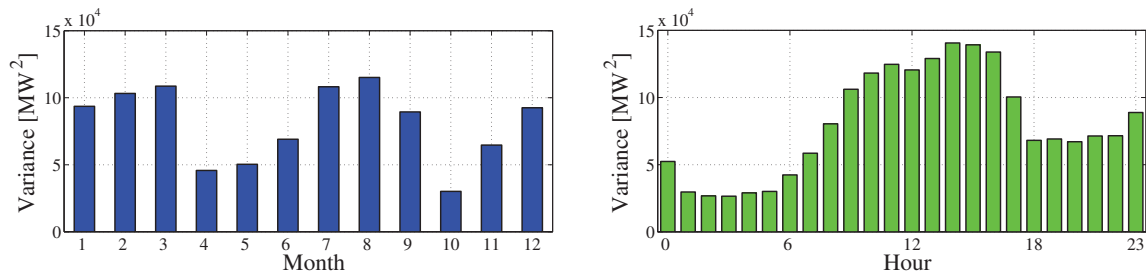


Fig. 4.1 : Variances of monthly or hourly prediction errors of power demand at Kyusyu region, Japan in 2015

益が最大となる行動を選択するとは限らず，その電力需要/発電行動には不確かさが含まれる．ここで，Table 4.1に沖縄地方，九州地方，四国地方，中国地方ならびに関西地方の最大電力供給量と2016年6月21日から30日における電力需要予測に関する平均二乗誤差 (RMSE: Root mean squared error) を示す．ただし，これらの値は各地方を管轄する電力会社からでんき予報として発表された電力需要の当日実績および予測値のデータ [82-86] を用いて算出した．加えて同表に各地方の RMSE とその最大供給量の比を表す相対誤差を示す．これらの結果より，各地方の最大電力供給量，すなわち各地方の電力システムの規模にかかわらず，各地域の電力需要に関して1～2%程度の相対的な予測誤差が生じていることが分かる．また，Fig. 4.1に九州地方における2015年の電力需要誤差に関する月別および時刻別の分散をそれぞれ示す．ただし，本結果についても九州電力より開示されているデータ [83] を用いて算出した．この結果より，同一地方であっても季節や時刻によって需要予測誤差に関する分散に違いが生じており，需要家が異なる変動幅の不確かさを有していることが分かる．またこれらの需要予測誤差は，各電力会社が前日に予測した電力需要量とその当日実績との誤差である．従って本論文で取り扱う電力市場取引においても，前日市場取引決定量と当日の電力需要量および発電電力量に関して同様の誤差が発生することが考えられる．

そこで本章では，このような電力需要/発電行動における不確かさを電力価格決定問題において明示的に取り扱うために，Fig. 4.2に示すように価格 λ_i に対する各市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさを乗法的な不確かさとして表すことを考える．

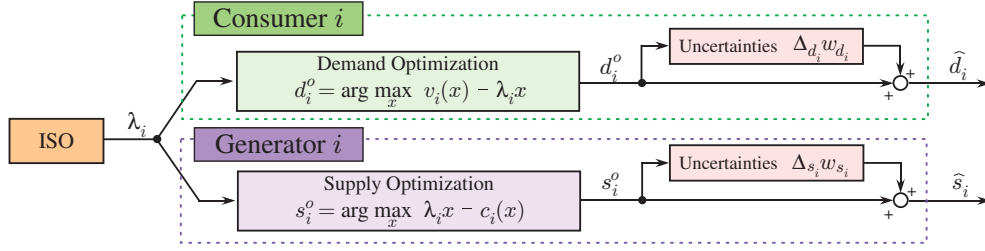


Fig. 4.2 : Uncertain power consuming and generating behavior of market participants

この時、不確かさを含めた各地域の電力需要量および発電電力量をそれぞれ \hat{d}_i および \hat{s}_i とすると、これらの電力需要量または発電電力量はそれぞれ次式で与えられる。

$$\hat{d}_i = (1 + \Delta_{d_i} w_{d_i}) d_i^o, \quad \hat{s}_i = (1 + \Delta_{s_i} w_{s_i}) s_i^o, \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (4.1)$$

ただし、 $\Delta_{d_i} w_{d_i}$ および $\Delta_{s_i} w_{s_i}$ はそれぞれ地域 i における各市場参加者の電力需要/発電行動の不確かさを表す係数であり、 $|\Delta_{d_i}| \leq 1$, $|\Delta_{s_i}| \leq 1$, $\forall i \in \mathcal{A}$ を満たすものとする。

4.1.2 本章の目的

本節で表した不確かさを有する電力市場参加者の電力需要/発電行動に基づく電力価格決定問題に対して、本章の目的を次のように定める。電力市場参加者の電力需要/発電行動における行動不確かさの影響を抑制し、各地域の電力潮流を含む電力需給偏差低減を達成するために、地域間の電力潮流を考慮した動的電力価格決定問題を H_∞ 制御問題として設定すること。更に本問題により導出した H_∞ 制御器を用いた地域別電力価格更新アルゴリズムを提案すること。

また本章では、上記の目的を達成するために、各地域の需要家および供給者の効用関数および費用関数に対して以下の仮定を置く。

仮定 4.1. 効用関数 $v_i(\cdot)$ および費用関数 $c_i(\cdot)$ はそれぞれ $C^2[0, \infty)$, $\forall i \in \mathcal{A}$ であり、また ISO は各関数に関して既知である。

上記の仮定に関して、前章においては効用関数および費用関数に対して厳密な凸性または厳密な凹性を仮定していたが、本章においては ISO がこれらの関数に関して既知である一方、凸性および凹性に関する仮定は必要としていない。従って、ISO は個人情報に関する秘匿性の観点から各電力市場参加者の利益関数の情報が取得不可能な場合においては、それらの関数を上記の仮定 4.1 を満たすような関数と推定することで、各地域の電力価格更新のための H_∞ 制御器を設計することが可能である。

4.2 H_∞ 制御に基づく動的電力価格決定

H_∞ 制御は不確かさなシステムに対するロバスト制御手法の一つであり、これまでシステムに不確かさを有する様々な問題に対して数多くの有効な結果を示してきた。そこで本節では、4.1.2 項に示した本章の目的を達成するために、不確かさを有する各電力市場参加者の電力需要/発電行動に基づく動的電力価格決定問題を H_∞ 制御問題として表し、更には各地域の電力価格更新のための H_∞ 制御器の設計手法を示す。

4.2.1 電力価格決定問題に対する状態空間表現

上記の目的を達成するために、まず市場参加者の不確かな電力需要/発電行動に基づく動的電力価格決定問題を、状態空間表現を用いて記述することを考える。ここで、前節において述べたように、各地域の需要家および供給者は ISO より与えられた電力価格に従って自身の電力需要量または発電電力量を利己的に決定する。従って、本章が対象とする動的電力価格決定問題を図式化すると Fig. 4.3 のようになる。すなわち、各地域の需要家および供給者は ISO より伝えられた地域別電力価格 λ_i , $i \in \mathcal{A}$ に対して、自身の電力需要量および発電電力量を利己的に決定する一方、ISO は電力価格に基づいて各地域の電圧位相角の調整を行う。そしてこれらの値および前日市場において決定された大型発電設備の発電電力量の値を用いて各地域の電力需給偏差を算出し、この値を基に各地域の電力価格の更新を行う問題である。

ここで地域 i の電力価格 λ_i^k を状態、 u_i^k を地域 i の電力価格を更新するための入力、各地域の電力需給偏差情報 y_i^k を出力とする。ただし、前章で述べた各取引時刻の開始時に $k = 0$ として初期化されるものとする。この時、取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ におけるリアルタイム取引のための地域 $i \in \mathcal{A}$ における電力価格更新式は離散時間状態空間表現を用いて次式のように表される。

$$\lambda_i^{k+1} = \lambda_i^k + u_i^k \quad (4.2)$$

$$y_i^k = \hat{s}_i^k - \hat{d}_i^k - \sum_{j \in \mathcal{A}_i} P_{ij}^k + s_i^a(t) \quad (4.3)$$

$$u_i^k = -K_i y_i^k \quad (4.4)$$

ただし、 $s_i^a(t)$, $t \in \mathcal{T}$ は前章で述べた前日市場において決定された取引時刻 t における各地域の大型発電設備の発電電力量、 P_{ij}^k は地域 i から隣接地域 $j \in \mathcal{A}_i$ に流れる電力潮流量、また K_i , $i \in \mathcal{A}$ は地域別電力価格更新のための制御ゲインである。

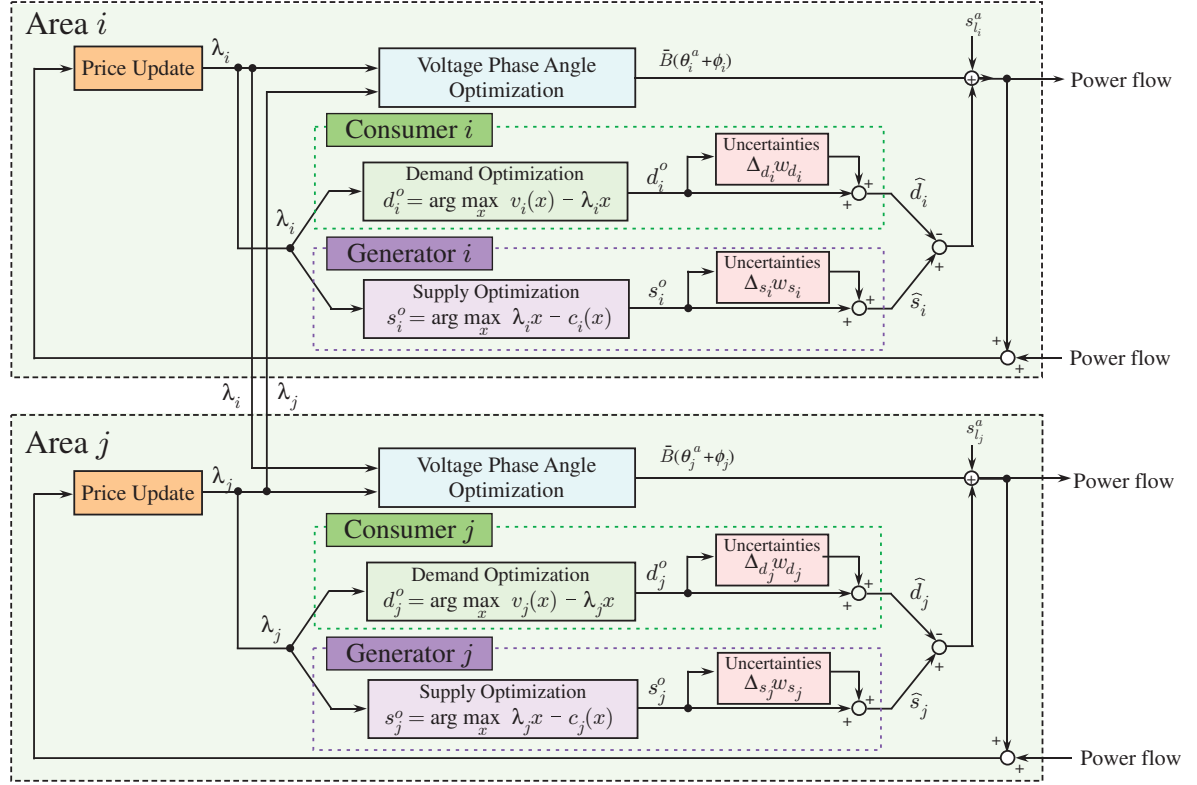


Fig. 4.3 : Structure of dynamic price decision problem with multiple areas

ここで式 (2.2), (2.4) に示したように, 各市場参加者の最適な発電電力量および電力需要量はそれぞれ電力価格に基づいて, 各利益関数を最大化するように決定される. 従ってこれらの値を s_i^k および d_i^k , $i \in \mathcal{A}$ とすると, s_i^k , d_i^k はそれぞれ各需要家の効用関数の逆関数または各供給者の費用関数の逆関数を用いてそれぞれ次式で与えられる.

$$s_i^k = \dot{c}_i^{-1}(\lambda_i^k), \quad d_i^k = \dot{v}_i^{-1}(\lambda_i^k) \quad (4.5)$$

一方, ISO による地域間の電力潮流量の調整に関してであるが, ここで前日市場において決定された各地域に存在する母線の時刻 t における電圧位相角を $\theta_i^a(t) \in \mathbb{R}^{n_i}$, またその位相角に関する調整量を $\phi_i^k \in \mathbb{R}^{n_i}$ と定める. この時, 地域 i から隣接地域 $j \in \mathcal{A}_i$ に流れる線形化した有効電力潮流量 P_{ij}^k は, 式 (2.10) に示す各送電線のサセプタンスをまとめた行列 \bar{B} の各部分行列を用いて次式で表される.

$$P_{ij}^k = -\bar{B}_{ii}\{\theta_i^a(t) + \phi_i^k\} - \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \bar{B}_{ij}\{\theta_j^a(t) + \phi_j^k\} \quad (4.6)$$

従って, ISO は各地域の電力価格 $\lambda^k = [\lambda_1^k \ \cdots \ \lambda_L^k]^T \in \mathbb{R}^L$ の情報を用いて以下の費用最小化問題を解くことにより, 各地域の母線の電圧位相角に関する調整量 $\phi^k :=$

$[\phi_1^{k^T} \cdots \phi_L^{k^T}]^T$ の決定を行う。

$$\phi^k = \arg \min_{\phi} \sum_{i \in \mathcal{A}} f_i(\theta_i^a(t) + \phi_i) - \lambda^{k^T} \bar{\mathbf{B}}\{\theta^a(t) + \phi\} \quad (4.7)$$

ここで式 (4.7) において、地域 i の電圧位相角の調整量 ϕ_i^k に関して次式が成り立つ。

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial \phi_i} \left\{ \sum_{i \in \mathcal{A}} f_i(\theta_i^a(t) + \phi_i) - \lambda^{k^T} \bar{\mathbf{B}}\{\theta^a(t) + \phi\} \right\} \\ &= \frac{\partial}{\partial \phi_i} \left\{ \sum_{i \in \mathcal{A}} f_i(\theta_i^a(t) + \phi_i) - \lambda_i^k \bar{\mathbf{B}}_{ii}\{\theta_i^a(t) + \phi_i\} - \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \lambda_j^k \bar{\mathbf{B}}_{ji}\{\theta_j^a(t) + \phi_j\} \right\} \\ &= \dot{f}_i(\theta_i^a(t) + \phi_i) - \lambda_i^k \bar{\mathbf{B}}_{ii} - \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \lambda_j^k \bar{\mathbf{B}}_{ji} \end{aligned} \quad (4.8)$$

加えて、母線 i_l の電圧位相角の調整量 ϕ_{i_l} が各地域間の電力潮流に関する費用最小化問題 (4.7) の最適解である時、式 (4.8) の右辺は 0 となる。従って、電力価格 λ^k に対する母線 i_l の最適な電圧位相角の調整量 $\phi_{i_l}^k$ は次式で与えられる。

$$\phi_{i_l}^k = \dot{f}_{i_l}^{-1} \left(\bar{\mathbf{B}}_{i_l i_l} \lambda_{i_l}^k + \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \bar{\mathbf{B}}_{j i_l} \lambda_j^k \right) - \theta_{i_l}^a(t) \quad (4.9)$$

ここで地域 i の最適な電圧位相角の調整量を $\phi_i^k := [\phi_{i_1}^k \cdots \phi_{i_{n_i}}^k]^T \in \mathbb{R}^{n_i}$ と定める。この時、式 (4.9) を各 $l \in \{1, 2, \dots, n_i\}$ についてまとめると、 ϕ_i^k は以下のように表される。

$$\phi_i^k = \mathbf{F}_i(\lambda_i^k) - \theta_i^a(t) \quad (4.10)$$

ただし、 $\mathbf{F}_i(\cdot)$ は次式で与えられる。

$$\mathbf{F}_i(\lambda_i^k) := \begin{bmatrix} \dot{f}_{i_1}^{-1} \left(\bar{\mathbf{B}}_{i_1 i_1} \lambda_{i_1}^k + \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \bar{\mathbf{B}}_{j i_1} \lambda_j^k \right) \\ \vdots \\ \dot{f}_{i_{n_i}}^{-1} \left(\bar{\mathbf{B}}_{i_{n_i} i_{n_i}} \lambda_{i_{n_i}}^k + \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \bar{\mathbf{B}}_{j i_{n_i}} \lambda_j^k \right) \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{n_i} \quad (4.11)$$

以上より、式 (4.5), (4.10) を用いることで、出力方程式 (4.3) は以下ようになる。

$$y_i^k = \mathbf{H}_i g_i(\lambda_i^k) + w_i^k + \sigma_i^k \quad (4.12)$$

$$g_i(\lambda_i^k) := \left[\mathbf{F}_i(\lambda_i^k)^T \dot{c}_i^{-1}(\lambda_i^k) \dot{v}_i^{-1}(\lambda_i^k) \right]^T \in \mathbb{R}^{n_i+2} \quad (4.13)$$

$$\mathbf{H}_i := \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{B}}_{ii} & 1 & -1 \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{1 \times (n_i+2)} \quad (4.14)$$

ただし、 $w_i^k \in \mathbb{R}^1$ および $\sigma_i^k \in \mathbb{R}^1$ はそれぞれ次式で表される。

$$w_i^k := \Delta_{s_i} w_{s_i}^k s_i^k - \Delta_{d_i} w_{d_i}^k d_i^k \quad (4.15)$$

$$\sigma_i^k := \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \bar{\mathbf{B}}_{ij} \{\theta_j^a(t) + \phi_j^k\} + s_i^a(t) \quad (4.16)$$

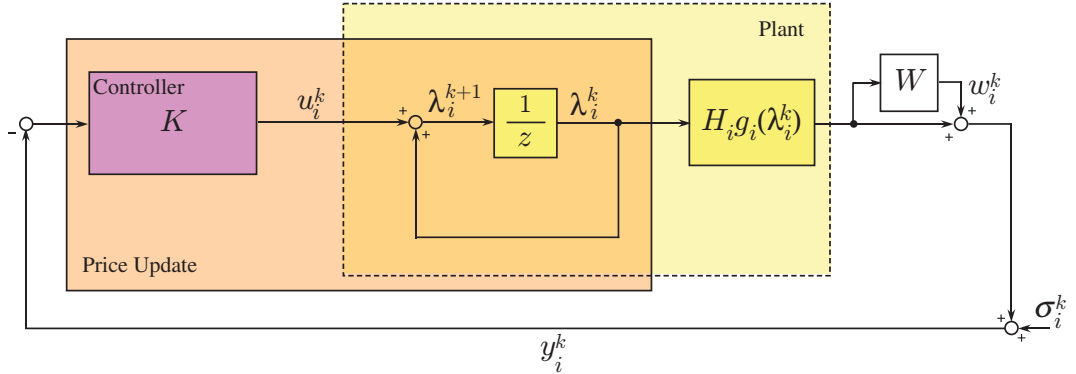


Fig. 4.4 : Block diagram of dynamic price decision problem

またこの時，本章における電力価格決定問題を表すブロック線図は Fig. 4.4 のようになる．従って次項以降では，出力である各地域の電力需給偏差情報 y_i^k に基づいて，各ステップにおける価格更新に対する入力 u_i^k を導出するための制御器の設計問題を考える．一方，電力価格決定問題における観測関数 $g_i(\lambda_i^k)$ は上記の式 (4.13) に示すように各地域の需要家の効用関数や費用関数を用いて表される．それゆえ，式 (4.2), (4.3) の状態空間表現に基づいて制御器を設計し，電力価格の更新を行うためには，ISO は効用関数や費用関数についての情報に関して既知である必要がある．

4.2.2 電力価格決定問題における一般化プラントの設計

次に本項では，本章の目的を達成するために各地域の市場参加者の行動不確かさによる影響の抑制と電力需給偏差低減を達成するような H_∞ 制御器を設計することを考える．ここで H_∞ 制御では，重み関数を適切に設定することにより，設計者の所望の制御仕様を満たすような制御器を設計することが可能であることが知られている [64]．そこで本項では，この H_∞ 制御の特徴に従って，本章で扱う不確かさを含む電力価格決定問題を混合感度問題と捉えることで，電力網における電力需給偏差低減のための追従性能と市場参加者の行動不確かさに対するロバスト性を両立した電力価格更新のための H_∞ 制御器の設計を行う．ここで前項の内容をまとめるために，以下に式 (4.2), (4.12) で示した電力価格決定問題における状態更新式および出力方程式を再び記述する．

$$\lambda_i^{k+1} = \lambda_i^k + u_i^k \quad (4.17)$$

$$y_i^k = \mathbf{H}_i g_i(\lambda_i^k) + w_i^k + \sigma_i^k \quad (4.18)$$

テイラー展開による線形化

ここで出力方程式 (4.18) において、関数 $g_i(\lambda_i^k)$ は式 (4.13) より各市場参加者の行動を表す関数の逆関数を用いて表される。従って、関数 $g_i(\lambda_i^k)$ は必ずしも線形関数ではなく、非線形関数である可能性も考慮しなければならない。そこで本章では、式 (4.17), (4.18) で表される動的電力価格決定問題に対して線形 H_∞ 制御を適用するために、関数 $g_i(\lambda_i^k)$ をテイラー展開により線形化する。この時、前日市場において決定された各時刻の電力価格 $\lambda_i^a(t)$, $i \in \mathcal{A}$ の近傍で線形化された関数 $\mathbf{G}_i \in \mathbb{R}^{n_i+2}$ は次式で与えられる。

$$\mathbf{G}_i := \left. \frac{\partial g_i}{\partial \lambda_i} \right|_{\lambda_i = \lambda_i^a(t)} = \left[\begin{array}{ccc} \frac{\partial \mathbf{F}_i(\lambda_i^k)^T}{\partial \lambda_i} & \frac{\partial \dot{c}_i^{-1}(\lambda_i^k)}{\partial \lambda_i} & \frac{\partial \dot{v}_i^{-1}(\lambda_i^k)}{\partial \lambda_i} \end{array} \right]^T \Bigg|_{\lambda_i = \lambda_i^a(t)} \quad (4.19)$$

従って、電力価格決定問題に関する線形化された状態更新式は次式で表される。

$$\lambda_i^{k+1} = \lambda_i^k + u_i^k \quad (4.20)$$

$$y_i^k = C_i \lambda_i^k + w_i^k + \bar{v}_i^k \quad (4.21)$$

ただし C_i および \bar{v}_i^k , $i \in \mathcal{A}$ はそれぞれ次式で与えられる。

$$C_i := \mathbf{H}_i \mathbf{G}_i, \quad \bar{v}_i^k := \sigma_i^k - C_i \lambda_i^a(t) + \mathbf{H}_i g_i(\lambda_i^a(t)) \quad (4.22)$$

ここで式 (4.19) に示すように、本手法においては前日市場で決定された電力価格 $\lambda_i^a(t)$ 近傍で線形化を行っている。従って、各市場参加者の利益関数が前日市場の市場取引時と異なる場合においては、市場参加者の行動に不確かさが存在しない場合でも線形化誤差による影響が生じることに留意されたい。

被制御量 (評価出力) の定義

次に本問題に関する被制御量 (評価出力) の定義について述べる。ここで本研究においては、4.1.2 項に示す本章の目的を達成するような H_∞ 制御器を設計するために、各地域の電力需給偏差解消のための追従性能に関する評価出力 $z_{1_i}(z)$ および市場参加者の行動不確かさに対するロバスト性に関する評価出力 $z_{2_i}(z)$ をそれぞれ重み関数 $W_{s_i}(z)$ および $W_{t_i}(z)$ を用いて次式のように設定する。

$$\begin{cases} z_{1_i}(z) = W_{s_i}(z) u_{ws_i}(z) \\ W_{s_i}(z) = C_{ws_i}(z - A_{ws_i})^{-1} B_{ws_i} + D_{ws_i} \end{cases} \quad (4.23)$$

$$\begin{cases} z_{2_i}(z) = W_{t_i}(z) u_{wt_i}(z) \\ W_{t_i}(z) = C_{wt_i}(z - A_{wt_i})^{-1} B_{wt_i} + D_{wt_i} \end{cases} \quad (4.24)$$

ただし, $u_{ws_i}(z)$ および $u_{wt_i}(z)$ はそれぞれ各重み関数に対する入力である. またこの時, これらの各重み関数の離散時間状態方程式を次式で与える.

$$\begin{cases} x_{ws_i}^{k+1} = A_{ws_i} x_{ws_i}^k + B_{ws_i} u_{ws_i}^k \\ z_{1_i}^k = C_{ws_i} x_{ws_i}^k + D_{ws_i} u_{ws_i}^k \end{cases} \quad (4.25)$$

$$\begin{cases} x_{wt_i}^{k+1} = A_{wt_i} x_{wt_i}^k + B_{wt_i} u_{wt_i}^k \\ z_{2_i}^k = C_{wt_i} x_{wt_i}^k + D_{wt_i} u_{wt_i}^k \end{cases} \quad (4.26)$$

ただし上式において, $x_{ws_i}^k \in \mathbb{R}^1$ および $x_{wt_i}^k \in \mathbb{R}^1$ はそれぞれ各重み関数 W_{s_i} および W_{t_i} の状態である.

加えて本章における提案手法では, 以下に示す重み関数 $M_i(z)$ を用いることで, 前述の線形化によって生じた線形化誤差の解消を行う [64]. この時, 式 (4.23), (4.24) と同様に, 重み関数 $M_i(z)$ の伝達関数は以下のように与えられる.

$$\begin{cases} \bar{y}_i(z) = M_i(z) u_{m_i}(z) \\ M_i(z) = C_{m_i} (z - A_{m_i})^{-1} B_{m_i} + D_{m_i} \end{cases} \quad (4.27)$$

$$\text{s. t. } M_i(z) W_{s_i}(z) = \frac{\bar{K}_i T_s}{z-1} \quad (4.28)$$

ただし, $u_{m_i}(z)$ は重み関数 $M_i(z)$ に対する入力である. 加えて, 上式において, \bar{K}_i および T_s はそれぞれ制御ゲインおよびサンプリング時間である. ここで重み関数 M_i の状態を $x_{m_i}^k \in \mathbb{R}^1$ とすると, 重み関数 M_i の離散時間状態方程式は次式で与えられる.

$$\begin{cases} x_{m_i}^{k+1} = A_{m_i} x_{m_i}^k + B_{m_i} u_{m_i}^k \\ \bar{y}_i^k = C_{m_i} x_{m_i}^k + D_{m_i} u_{m_i}^k \end{cases} \quad (4.29)$$

一般化プラントの設計

最後に, 本節においてこれまで述べてきた電力価格決定問題における線形化した離散時間状態方程式 (4.20), (4.21) および重み関数の離散時間状態方程式 (4.25), (4.26), (4.29) をまとめることで, Fig. 4.5 に示すような市場参加者の行動不確かさを考慮した電力価格決定問題に関する一般化プラントを構築することを考える.

ここで前述の各重み関数を本章が扱う動的電力価格決定問題に適用すると Fig. 4.6 を得る. これより, 各重み関数に対する入力 $u_{ws_i}^k, u_{wt_i}^k, u_{m_i}^k$ はそれぞれ以下のように表さ

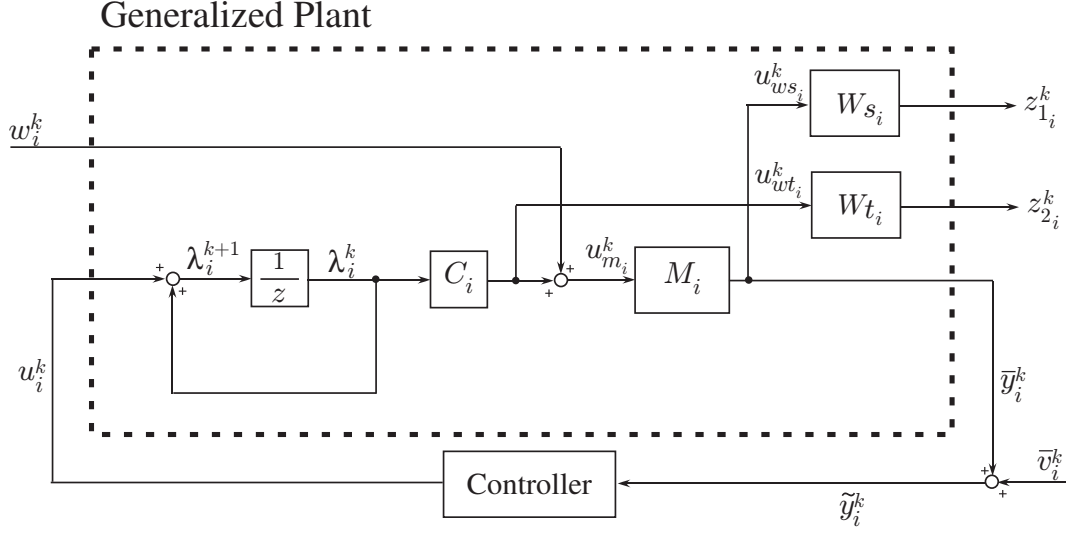


Fig. 4.5 : Generalized plant of dynamic price decision problem

れる。

$$u_{ws_i}^k = D_{m_i} C_i \lambda_i^k + C_{m_i} x_{m_i}^k + D_{m_i} w_i^k \quad (4.30)$$

$$u_{wt_i}^k = C_i \lambda_i^k \quad (4.31)$$

$$u_{m_i}^k = C_i \lambda_i^k + w_i^k \quad (4.32)$$

従って、上式を式 (4.25), (4.26), (4.29) に代入すると各重み関数の離散時間状態方程式は以下ようになる。

$$W_{ws_i}(z) : \begin{cases} x_{ws_i}^{k+1} = A_{ws_i} x_{ws_i}^k + B_{ws_i} u_{ws_i}^k \\ \phantom{x_{ws_i}^{k+1}} = A_{ws_i} x_{ws_i}^k + B_{ws_i} C_{m_i} x_{m_i}^k + B_{ws_i} D_{m_i} C_i \lambda_i^k + B_{ws_i} D_{m_i} w_i^k \\ z_{1_i}^k = C_{ws_i} x_{ws_i}^k + D_{ws_i} u_{ws_i}^k \\ \phantom{z_{1_i}^k} = C_{ws_i} x_{ws_i}^k + D_{ws_i} C_{m_i} x_{m_i}^k + D_{ws_i} D_{m_i} C_i \lambda_i^k + D_{ws_i} D_{m_i} w_i^k \end{cases} \quad (4.33)$$

$$W_{wt_i}(z) : \begin{cases} x_{wt_i}^{k+1} = A_{wt_i} x_{wt_i}^k + B_{wt_i} u_{wt_i}^k \\ \phantom{x_{wt_i}^{k+1}} = A_{wt_i} x_{wt_i}^k + B_{wt_i} C_i \lambda_i^k \\ z_{2_i}^k = C_{wt_i} x_{wt_i}^k + D_{wt_i} u_{wt_i}^k \\ \phantom{z_{2_i}^k} = C_{wt_i} x_{wt_i}^k + D_{wt_i} C_i \lambda_i^k \end{cases} \quad (4.34)$$

$$M_i(z) : \begin{cases} x_{m_i}^{k+1} = A_{m_i} x_{m_i}^k + B_{m_i} u_{m_i}^k \\ \phantom{x_{m_i}^{k+1}} = A_{m_i} x_{m_i}^k + B_{m_i} C_i \lambda_i^k + B_{m_i} w_i^k \\ \bar{y}_i^k = C_{m_i} x_{m_i}^k + D_{m_i} u_{m_i}^k \\ \phantom{\bar{y}_i^k} = C_{m_i} x_{m_i}^k + D_{m_i} C_i \lambda_i^k + D_{m_i} w_i^k \end{cases} \quad (4.35)$$

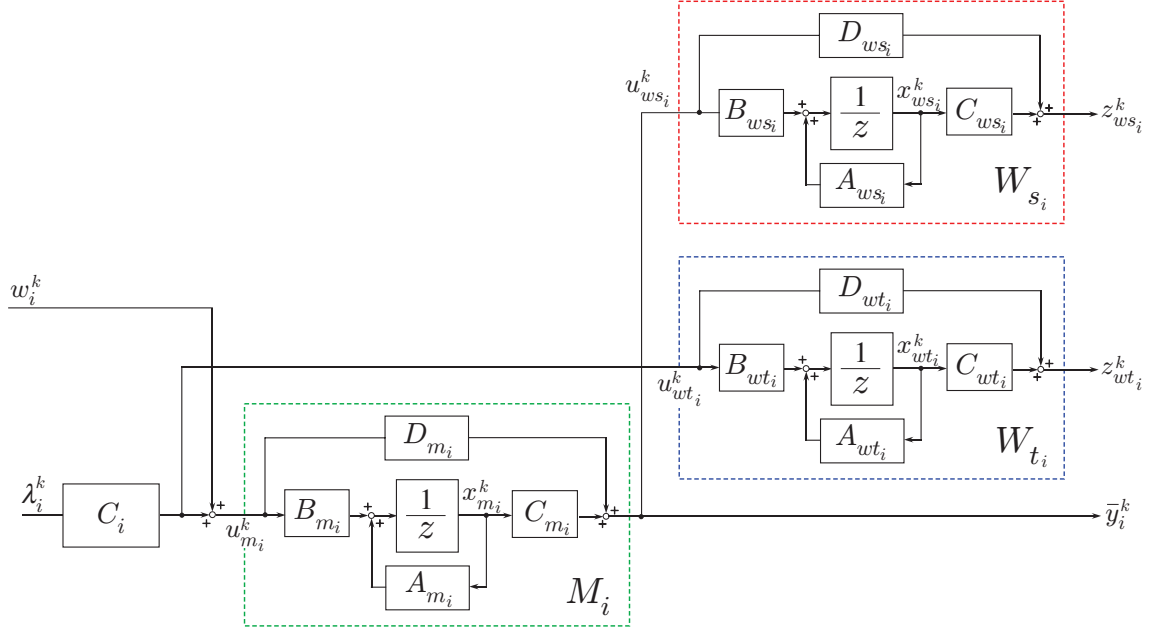


Fig. 4.6 : Weighting functions in dynamic price decision problem

更にこれらを式 (4.20), (4.21) と共にまとめると次式を得る.

$$\begin{bmatrix} \lambda_i^{k+1} \\ x_{ws_i}^{k+1} \\ x_{wt_i}^{k+1} \\ x_{m_i}^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ B_{ws_i} D_{m_i} C_i & A_{ws_i} & 0 & B_{ws_i} C_{m_i} \\ B_{wt_i} C_i & 0 & A_{wt_i} & 0 \\ B_{m_i} C_i & 0 & 0 & A_{m_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_i^k \\ x_{ws_i}^k \\ x_{wt_i}^k \\ x_{m_i}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ B_{ws_i} D_{m_i} \\ 0 \\ B_{m_i} \end{bmatrix} w_i^k + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} u_i^k \quad (4.36)$$

$$\begin{bmatrix} z_{1_i}^k \\ z_{2_i}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{ws_i} D_{m_i} C_i & C_{ws_i} & 0 & D_{ws_i} C_{m_i} \\ D_{wt_i} C_i & 0 & C_{wt_i} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_i^k \\ x_{ws_i}^k \\ x_{wt_i}^k \\ x_{m_i}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} D_{ws_i} D_{m_i} \\ 0 \end{bmatrix} w_i^k + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} u_i^k \quad (4.37)$$

$$\bar{y}_i^k = \begin{bmatrix} D_{m_i} C_i & 0 & 0 & C_{m_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_i^k \\ x_{ws_i}^k \\ x_{wt_i}^k \\ x_{m_i}^k \end{bmatrix} + D_{m_i} w_i^k \quad (4.38)$$

以上より重み関数を含めた電力価格決定問題の一般化プラントは次式で表される.

$$\mathbf{x}_i^{k+1} = \mathbf{A}_i \mathbf{x}_i^k + \mathbf{B}_{1i} w_i^k + \mathbf{B}_{2i} u_i^k \quad (4.39)$$

$$\mathbf{z}_i^k = \mathbf{C}_{1i} \mathbf{x}_i^k + \mathbf{D}_{11i} w_i^k + \mathbf{D}_{12i} u_i^k \quad (4.40)$$

$$\bar{y}_i^k = \mathbf{C}_{2i} \mathbf{x}_i^k + \mathbf{D}_{21i} w_i^k \quad (4.41)$$

ただし $\mathbf{x}_i^k := [\lambda_i^k \ x_{ws_i}^k \ x_{wt_i}^k \ x_{m_i}^k]^\top \in \mathbb{R}^4$ であり, $\lambda_i^k \in \mathbb{R}^1$ は各地域の電力価格, $x_{ws_i}^k \in \mathbb{R}^1$, $x_{wt_i}^k \in \mathbb{R}^1$ および $x_{m_i}^k \in \mathbb{R}^1$ はそれぞれ重み関数 $W_{s_i}(z)$, $W_{t_i}(z)$ および $M_i(z)$ の状態である. また $\bar{y}_i^k \in \mathbb{R}^1$ は観測出力, $\mathbf{z}_i^k := [z_{1i}^k \ z_{2i}^k]^\top \in \mathbb{R}^2$ は評価出力であり, その他の各係数行列は次式で表される.

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_i &:= \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ B_{ws_i} D_{m_i} C_i & A_{ws_i} & 0 & B_{ws_i} C_{m_i} \\ B_{wt_i} C_i & 0 & A_{wt_i} & 0 \\ B_{m_i} C_i & 0 & 0 & A_{m_i} \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{4 \times 4} \\ \mathbf{B}_{1i} &:= \begin{bmatrix} 0 \\ B_{ws_i} D_{m_i} \\ 0 \\ B_{m_i} \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{4 \times 1}, \quad \mathbf{B}_{2i} := \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{4 \times 1} \\ \mathbf{C}_{1i} &:= \begin{bmatrix} D_{ws_i} D_{m_i} C_i & C_{ws_i} & 0 & D_{ws_i} C_{m_i} \\ D_{wt_i} C_i & 0 & C_{wt_i} & 0 \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{2 \times 4}, \quad \mathbf{C}_{2i} := [D_{m_i} C_i \ 0 \ 0 \ C_{m_i}] \in \mathbb{R}^{1 \times 4} \\ \mathbf{D}_{11i} &:= \begin{bmatrix} D_{ws_i} D_{m_i} \\ 0 \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{2 \times 1}, \quad \mathbf{D}_{12i} := \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{2 \times 1}, \quad \mathbf{D}_{21i} := D_{m_i} \in \mathbb{R}^1 \end{aligned}$$

ここで上記の一般化プラント (4.39)–(4.41) および Fig. 4.5 に示す一般化プラントに対する動的フィードバック制御器の伝達関数行列をそれぞれ $\mathcal{G}_i(z)$ および $\mathcal{K}_i(z)$, $\forall i \in \mathcal{A}$ と定める. またこの閉ループシステム $\Phi_i(z)$ を以下のように定義する.

$$\Phi_i(z) = \text{LFT}(\mathcal{G}_i(z); \mathcal{K}_i(z)), \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (4.42)$$

加えて, 上記の一般化プラントに対して, 閉ループシステム $\Phi_i(z)$ を安定化する制御器の存在を保証するために以下の仮定を置く [64, 81].

仮定 4.2. 全ての $i \in \mathcal{A}$ に対して (A_i, B_{2_i}) は安定化可能であり, また (C_{2_i}, A_i) 検出可能である.

ここで, 式 (4.39)–(4.41) に示した動的電力価格決定問題における一般化プラントの各係数行列は, 式 (4.25), (4.26) および (4.29) に示す各重み関数の係数行列により決定される. 従って, これらの重み関数を上記の仮定 4.2 を満たすように適切に設定することにより, 本研究が対象とする電力価格決定問題の一般化プラントとその動的フィードバック制御器からなる閉ループシステムは内部安定性を満たす.

4.2.3 地域別電力価格更新 H_∞ 制御器の設計

次に本項では, 前項において構築した一般化プラントを用いることで, 本章が扱う電力価格決定問題に対する地域別電力価格更新のための H_∞ 制御器の設計方法について述べる. ここで, 前項で述べたように, 本章で扱う動的電力価格決定問題においては, 各地域の電力価格の更新を出力情報である各地域の電力需給偏差情報を用いて行う. 従って, 本問題で用いる制御器は動的出力フィードバック制御器であり, 地域 $i \in \mathcal{A}$ における電力価格更新のための制御器を以下のように定義する.

$$\mathbf{x}_{c_i}^{k+1} = \mathbf{A}_{c_i} \mathbf{x}_{c_i}^k + \mathbf{B}_{c_i} \tilde{y}_i^k \quad (4.43)$$

$$u_i^k = \mathbf{C}_{c_i} \mathbf{x}_{c_i}^k + \mathbf{D}_{c_i} \tilde{y}_i^k \quad (4.44)$$

ただし, $\mathbf{x}_{c_i}^k \in \mathbb{R}^4$ は制御器の状態であり, 変数 $\tilde{y}_i^k \in \mathbb{R}^1$ は $\tilde{y}_i^k := \bar{y}_i^k + \bar{v}_i^k$ と定める. 加えて, 上記の制御器のシステム行列を \mathcal{K}_i として以下のように定める.

$$\mathcal{K}_i := \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{c_i} & \mathbf{B}_{c_i} \\ \mathbf{C}_{c_i} & \mathbf{D}_{c_i} \end{bmatrix} \quad (4.45)$$

ここで本章の目的は, 動的電力価格決定問題において市場参加者の行動不確かさによる影響を抑制しつつ, 各地域の電力潮流量を含む電力需給偏差低減を達成することである. この時, 式 (4.42) に示した $\Phi_i(z)$ は一般化プラント $\mathcal{G}_i(z)$ およびその安定化制御器 $\mathcal{K}_i(z)$ からなる閉ループシステムの伝達関数行列であり, 電力需給偏差解消のための追従性能に関する評価出力 z_{1_i} とそれらの不確かさに対するロバスト性に関する評価出力 z_{2_i} に対する各市場参加者の行動不確かさ w_i の影響度を表している. 従って, 上記の本章の目的を達成するための動的電力価格決定問題に関する H_∞ 制御問題は, 正の定数 $\nu_i > 0$,

$\forall i \in \mathcal{A}$ に対して次式を満たすような制御器 $\mathcal{K}_i(z)$, $\forall i \in \mathcal{A}$ を導出することである.

$$\|\Phi_i(z)\|_\infty < \nu_i \quad (4.46)$$

一方で前述したように, 本章の目的は市場参加者の行動不確かさによる影響を抑制しつつ, 電力網全体の電力需給偏差の低減を達成することである. 従って, 式(4.46)に示す各地域の H_∞ コストではなく, 電力網全体の需給偏差に関する H_∞ コストを定義し, そのようなコスト関数を用いることで効率的な制御器を設計することが可能である. しかしながら, そのような制御器の設計を考慮した場合, ネットワーク内の地域数が増加することによって, 制御器の次元も増加し, その結果, 所望の制御仕様を満たすような H_∞ 制御器を導出することが困難となる. この問題に対し, 本章における提案手法では, 各地域の H_∞ コストを地域間の電力潮流量を含めて定義し, そのコスト関数を用いて H_∞ 制御器の設計を行うことで, 地域別の電力価格更新を行いながらも電力網全体の電力需給偏差の低減を達成することが可能となる.

4.3 H_∞ 制御に基づく地域別電力価格更新アルゴリズム

前節では, 市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさを考慮した各地域の電力価格更新を行うための H_∞ 制御器の設計方法について述べた. 次に本節では, この H_∞ 制御器を用いた電力価格決定アルゴリズムを示す. 取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ における H_∞ 制御器を用いた電力価格決定アルゴリズムは以下のようなになる.

Algorithm 4.1: H_∞ 制御に基づく地域別動的電力価格更新

Step 0: 制御器設計

ISO は各地域の需要家および供給者から事前に申告または推定した各市場参加者の効用関数および費用関数とそれに対する適切な重み関数を用いて H_∞ 制御器を設計し, そのシステム行列 \mathcal{K}_i の導出を行う.

Step 1: 初期電力価格の決定

ISO は各地域の初期電力価格 λ_i^0 , $\forall i \in \mathcal{A}$ を任意に決定し, 各需要家および供給者に伝達する.

Step 2: 電力需要量, 発電電力量および電圧位相角の決定

ISO より伝えられた電力価格 λ_i^k ($k \geq 0$) に基づいて, 各地域の需要家および供給者は自身の電力需要量 \hat{d}_i^k および発電電力量 \hat{s}_i^k を決定する. またこれと同時に, ISO は

各地域に存在する母線の電圧位相角の調整量 ϕ_i^k , $i \in \mathcal{A}$ を以下の最適化問題を解くことによって決定する.

$$\phi_i^k = \arg \min_{\phi_i} \sum_{l=1}^{n_i} f_{i_l}(\theta_i^a(t) + \phi_{i_l}) - \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \lambda_j^k \bar{\mathbf{B}}_{ji} \{\theta_i^a(t) + \phi_i\} \quad (4.47)$$

Step 3: 電力価格更新

観測された各地域の電力需給偏差から前日市場において決定された電力潮流量と大型発電設備の発電電力量および線形化誤差に関する項を引いた当日市場における電力需給調整量 $\kappa_i^k := \hat{s}_i^k - \hat{d}_i^k + \bar{\mathbf{B}}_{ii} \phi_i^k + \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \bar{\mathbf{B}}_{ij} \phi_j^k - \bar{v}_i^k$, $i \in \mathcal{A}$ に基づいて, ISO は次式に従って観測出力 \tilde{y}_i^k , $i \in \mathcal{A}$ を算出する.

$$\tilde{y}_i^k := \begin{cases} A_{m_i} \tilde{y}_i^{k-1} + D_{m_i} \kappa_i^k + (C_{m_i} B_{m_i} - D_{m_i} A_{m_i}) \kappa_i^{k-1} + \bar{v}_i^k & (k \geq 1) \\ \kappa_i^k + \bar{v}_i^k & (k = 0) \end{cases} \quad (4.48)$$

更に ISO は, 上記の観測出力 \tilde{y}_i^k を用いて制御器の状態 $\mathbf{x}_{c_i}^k$ の更新と地域別電力価格更新に対する入力量 u_i^k の決定を次式に従って行う.

$$\mathbf{x}_{c_i}^{k+1} = \mathbf{A}_{c_i} \mathbf{x}_{c_i}^k + \mathbf{B}_{c_i} \tilde{y}_i^k \quad (4.49)$$

$$u_i^k = \mathbf{C}_{c_i} \mathbf{x}_{c_i}^k + \mathbf{D}_{c_i} \tilde{y}_i^k \quad (4.50)$$

最後に, ISO は式 (4.50) より導出された入力値 u_i^k を用いて次式に従って電力価格の更新を行い, 更新された価格 λ_i^{k+1} を各地域の需要家および供給者に伝達する.

$$\lambda_i^{k+1} = \lambda_i^k + u_i^k \quad (4.51)$$

Step 4: 反復

k を $k+1$ として Step 2 へ戻る.

また補足として, 本アルゴリズムの擬似コードを次頁に示す.

4.4 数値シミュレーション検証

本節では, 本章で提案した H_∞ 制御に基づく電力価格決定手法に関して数値シミュレーションによる検証を行う. ただし, 電力網モデルや各種パラメータに関しては前章におけるシミュレーション検証で用いたモデルおよびパラメータと同様のものを使用し, また前日市場決定値に関する前章で得られた結果を用いて検証を行った.

Algorithm 4.1 (pseudocode)

```

1  Initialization
2      Set  $k = 0$ 
3      Set  $\lambda^k = [\lambda_1^k \ \dots \ \lambda_L^k]^\top$ 
4      Set  $\mathbf{x}_{c_i}^k, \forall i \in \mathcal{A}$ 
5      for  $i = 1 : L$ 
6           $\mathcal{K}_i \leftarrow$  Solve  $H_\infty$  problem (4.46)                                % controller design
7      end for
8  Repeat
9      for  $i = 1 : L$ 
10          $\hat{d}_i^k \leftarrow$  Consumers' power consumption
11          $\hat{s}_i^k \leftarrow$  Generators' power generation
12          $\phi_i^k \leftarrow \arg \min_{\phi_i} \sum_{l=1}^{n_i} f_{il}(\theta_i^a(t) + \phi_{il}) - \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \lambda_j^k \bar{B}_{ji} \{\theta_i^a(t) + \phi_i\}$ 
                                                                                   % ISO's power flow adjustment
13     end for
14     for  $i = 1 : L$ 
15          $\kappa_i^k \leftarrow \hat{s}_i^k - \hat{d}_i^k + \bar{B}_{ii} \phi_i^k + \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \bar{B}_{ij} \phi_j^k - \bar{v}_i^k$            %  $\bar{v}_i^k$  is defined in Eq. (4.22)
16         if  $k = 0$ 
17              $\tilde{y}_i^k \leftarrow \kappa_i^k + \bar{v}_i^k$ 
18         else
19              $\tilde{y}_i^k \leftarrow A_{m_i} \tilde{y}_i^{k-1} + D_{m_i} \kappa_i^k + (C_{m_i} B_{m_i} - D_{m_i} A_{m_i}) \kappa_i^{k-1} + \bar{v}_i^k$ 
20         end if
21          $\mathbf{x}_{c_i}^{k+1} \leftarrow \mathbf{A}_{c_i} \mathbf{x}_{c_i}^k + \mathbf{B}_{c_i} \tilde{y}_i^k$                                 % Controller's state update
22          $u_i^k \leftarrow \mathbf{C}_{c_i} \mathbf{x}_{c_i}^k + \mathbf{D}_{c_i} \tilde{y}_i^k$                                 % Input decision
23          $\lambda_i^{k+1} \leftarrow \lambda_i^k + u_i^k$                                 % Price update
24     end for
25      $k = k + 1$ 
26 End Repeat

```

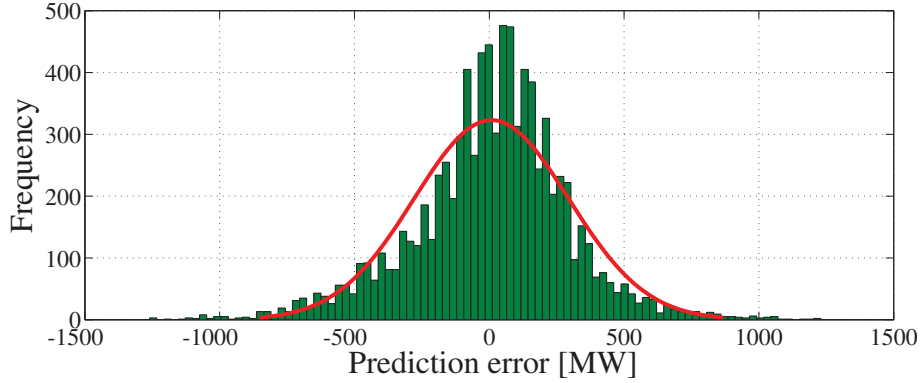


Fig. 4.7 : Histogram of prediction errors of power demand at Kyusyu region, Japan in 2015

一方, Fig. 4.7に2015年1月1日から同年12月31日までの九州地方における各時刻の電力需要予測誤差に関するヒストグラムおよびその正規分布曲線を示す. ただし, 各予測誤差に関しては九州電力がでんき予報として開示している各時刻の当日実績ならびにその予測値のデータ [83] を用いて算出した. この結果より, 電力需要に関する予測誤差が平均0に近い正規分布に従って分布していることが分かる. 従って, 本検証においても各市場参加者の電力需要量および発電電力量に関する不確かさを平均0の正規分布に従う乱数を用いて表した. 加えて, 4.1節 Table 4.1に示す各地方の電力需要量に関する相対誤差に関して, 切片を0として最小二乗法により近似した直線の傾きを用いることにより, 本検証においては各市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさをそれぞれ $\Delta_{d_i} = \Delta_{s_i} = 1$, $w_{d_i}^k \sim \mathcal{N}(0, 2.03 \times 10^{-2})$, $w_{s_i}^k \sim \mathcal{N}(0, 2.03 \times 10^{-2})$, $\forall i \in \mathcal{A}$ とした.

4.4.1 H_∞ 制御器設計

本検証において用いた地域別動的電力価格更新のための H_∞ 出力フィードバック制御器の設計方法について述べる.

テイラー展開による線形化

ここで, 前章のシミュレーション条件における式 (3.70), (3.74) に示した各市場参加者の効用関数および費用関数と式 (3.68) に示した各母線の電圧位相角に関するペナルティ関数の逆関数はそれぞれ以下のように表される.

$$\dot{v}_i^{-1}(\lambda_i|t) = \mu_1 \bar{d}_i(t) + \mu_2 \left(\frac{a_i(t)}{\lambda_i} - 1 \right), \quad \dot{c}_i^{-1}(\lambda_i) = \frac{1}{2b_i} \lambda_i, \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (4.52)$$

$$f_{i_l}^{-1} \left(\bar{B}_{ii_l} \lambda_i + \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \bar{B}_{ji_l} \lambda_j \right) = \frac{\bar{B}_{ii_l}}{2\zeta_{i_l}} \lambda_i + \sum_{j \in \mathcal{A}_i} \frac{\bar{B}_{ji_l}}{2\zeta_{i_l}} \lambda_j, \quad \forall l \in \{1, 2, \dots, n_i\}, \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (4.53)$$

従って、各需要家の効用関数の逆関数 $v_i^{-1}(\cdot|t)$ は電力価格 λ_i に対して非線形な関数であるため、式 (4.18) における観測関数 $g_i(\lambda_i^k)$ は非線形関数となる。そこで本章 4.2 節で述べたように、この関数に対してテイラー展開を適用することで線形化を行う。この時、式 (4.19) に示した線形化された観測関数 \mathbf{G}_i は次式で与えられる。

$$\mathbf{G}_i = \left[\mathbf{G}_{f_i}^T \quad \frac{1}{2b_i} \quad -\frac{\mu_2 a_i(t)}{\lambda_i^a(t)^2} \right]^T \in \mathbb{R}^{n_i+2}, \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (4.54)$$

ただし、 $\mathbf{G}_{f_i} := \left[\frac{\bar{B}_{ii_1}}{2\zeta_{i_1}} \quad \dots \quad \frac{\bar{B}_{ii_{n_i}}}{2\zeta_{i_{n_i}}} \right]^T \in \mathbb{R}^{n_i}$, $\forall i \in \mathcal{A}$ である。以上より $C_i, i \in \mathcal{A}$ は次式で与えられる。

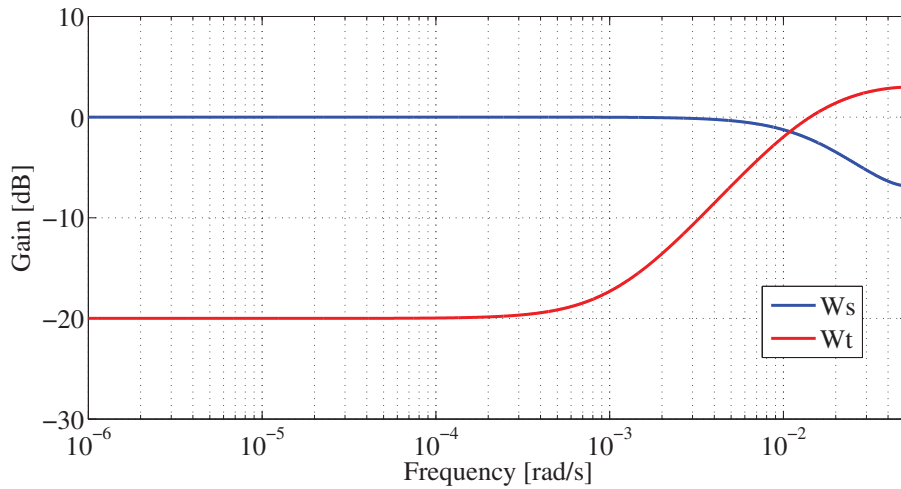
$$C_i = \mathbf{H}_i \mathbf{G}_i = \sum_{l=1}^{n_i} \frac{\bar{B}_{ii_l}^2}{2\zeta_{i_l}} + \frac{1}{2b_i} + \frac{\mu_2 a_i(t)}{\lambda_i^a(t)^2} \quad (4.55)$$

重み関数の選定

次に重み関数の選定方法について述べる。前節で述べたように、本章においては市場参加者の行動不確かさに対する影響の抑制と各地域の電力需給偏差の低減を達成するために動的電力価格決定問題を混合感度問題として扱う。従って本検証においては、 H_∞ 制御器の設計に関する重み関数 $W_{s_i}(z)$ および $W_{t_i}(z)$ にそれぞれローパスフィルタまたはハイパスフィルタの役割を与える。具体的には、サンプリング時間を $T_s = 60$ [s] として前進差分法により離散化した以下に示す重み関数を用いることで、感度関数および相補感度関数のゲインがそれぞれ高周波数帯域および低周波数帯域で小さくなるように設定した。

$$W_{s_i}(z) = \frac{T_s}{T_h(z-1) + T_s}, \quad W_{t_i}(z) = \frac{T_h(z-1+l)}{T_h(z-1) + T_s}, \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad (4.56)$$

ただし T_h は本章で扱う H_∞ 制御問題の解が存在し、かつ上記の混合感度問題の目的を達成する値として、サンプリング時間 T_s に従って $T_h = 78$ とした。また l は $W_{t_i}(z)$ が低周波数帯域において定数とするための設計パラメータであり、本検証においてはフィルタの特性に影響しない値として $l = 1.0 \times 10^{-1}$ とした。加えて、 $\bar{K}_i = T_s^{-1}$ として式 (4.28) に示す条件を満たすように重み関数 $M_i(z)$ を決定した。ここで式 (4.56) に示す両重み関数のボード線図を Fig. 4.8 にそれぞれ示す。この結果より、重み関数 $W_s(z)$ および $W_t(z)$ のゲインがそれぞれ低周波帯域または高周波帯域で大きくなっていることを確認することができる。

Fig. 4.8 : Bode diagrams of $W_{s_i}(z)$ and $W_{t_i}(z)$

制御器の導出

最後に制御器の各係数行列の決定に関してであるが、本シミュレーション検証においては、先述したパラメータおよび重み関数を基に MATLAB R2014a の “Robust Control Toolbox” を用いて LMI 解法 [87] による各地域における制御器の設計を行った。この時、各制御器は 1 入力 1 出力で、次数は 4 次であり、また各 H_∞ ノルム条件 ν_i は $\nu_i = 1.37, \forall i \in \mathcal{A}$ とした。ここで導出した各 H_∞ 制御器 $\mathcal{K}_i(z)$ に重み関数 $M_i(z)$ を掛けた制御器 $\bar{K}_i(z) := -\mathcal{K}_i(z)M_i(z)$ の周波数応答を Fig. 4.9 に示す。この図より、各地域の制御器とも同じようなゲイン線図であるが、各々そのゲインの値が地域ごとに異なっていることを確認することができる。従って、本章で示した制御器の設計手法を用いることで、地域別電力価格更新に適切な H_∞ 制御器が導出されたことが示された。

更に式 (4.20), (4.21) の電力価格決定問題を表すプラントの伝達関数 $\bar{P}_i(z)$ および上記の制御器 $\bar{K}_i(z)$ からなる各地域の感度関数 $S_i(z) = (I + \bar{P}_i(z)\bar{K}_i(z))^{-1}$ および相補感度関数 $T_i(z) = (1 + \bar{P}_i(z)\bar{K}_i(z))^{-1}\bar{P}_i(z)\bar{K}_i(z)$ のボード線図を Figs. 4.10, 4.11 に示す。ただし、各地域の値がほぼ等しい値となったため、両図とも一つの線にまとめている。そしてこれらの図より、各地域の感度関数および相補感度関数がそれぞれ低周波帯域および高周波帯域で小さくなっている。従って、式 (4.56) に示す重み関数を用いて設計した H_∞ 制御器により、電力価格決定問題が混合感度問題として扱われていることが示された。

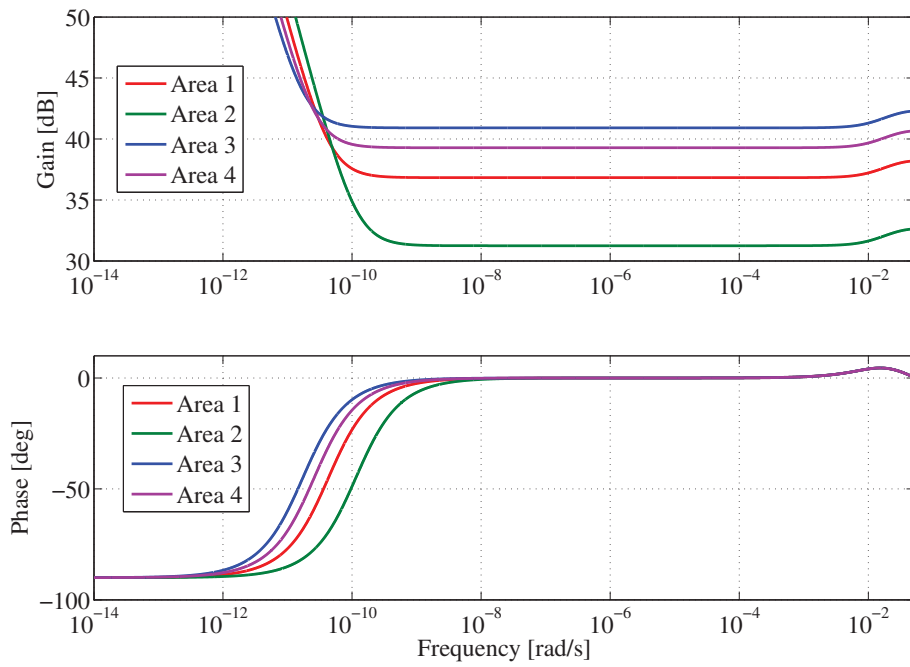
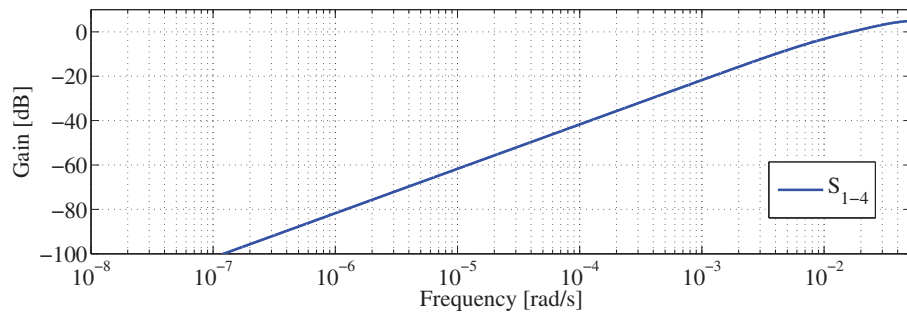
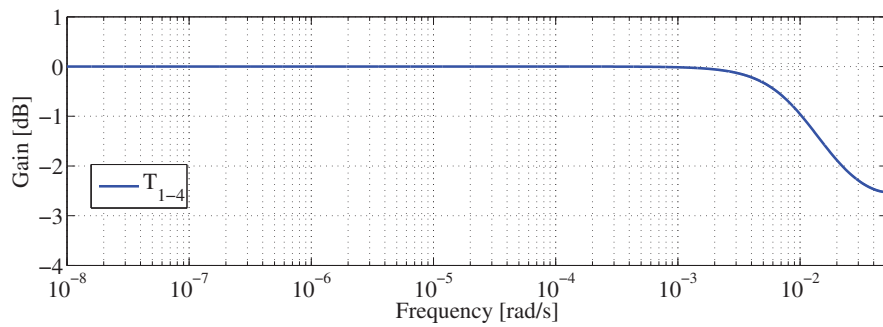


Fig. 4.9 : Bode diagrams of controllers in Areas 1-4

Fig. 4.10 : Bode diagram of $S_i(z)$ Fig. 4.11 : Bode diagram of $T_i(z)$

4.4.2 シミュレーション結果

本検証において得られたシミュレーション結果を Figs. 4.12–4.15 および Table 4.2 に示す。まず、Figs. 4.12, 4.13 はそれぞれ本章で提案した H_∞ 制御に基づく電力価格決定手法を用いた場合における各地域の 9:00–12:00 [h] の電力価格の変動と同時刻間における各地域の電力需給偏差の結果を表している。ここで Fig. 4.13 より、前節で述べたように需要家の効用関数の変化によって各時刻の始めの方では電力需給偏差が生じていることが確認できる。そしてこの需給偏差の情報を基に、前節で設計した H_∞ 制御器を用いて Fig. 4.12 に示すように各地域の電力価格を更新することで、その需給偏差の解消を達成できていることが分かる。以上より、本章で提案した H_∞ 制御に基づく電力価格決定手法が電力ネットワークにおける電力需給偏差低減のための追従性能を有していることが示された。

次に本提案手法の市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさに対するロバスト性の評価を行う。ここで 4.1 節において、同一の地域であっても季節や時刻によって需要家の電力需要行動における不確かさの変動幅が異なることを述べた。従って、本章において提案した H_∞ 制御に基づく電力価格決定手法が、各市場参加者が変動幅の大きな不確かさを有している場合においても需給偏差低減に対して有効であることを示す。Fig. 4.14 に 9:00–12:00 [h] において、地域 2 の需要家および供給者の電力需要/発電行動における不確かさがそれぞれ $10\mathbf{w}_i^k$, $5\mathbf{w}_i^k$ または \mathbf{w}_i^k , $\mathbf{w}_i^k := (w_{s_i}^k, w_{d_i}^k)$ である場合、すなわち各市場参加者が自身の電力需要/発電行動に関して約 20%, 約 10% または約 2% の不確かさを有している場合の価格変動の結果を示す。またこの図において、図 (a) および (b) はそれぞれ H_∞ 制御を用いた提案手法による結果および前章で提案した勾配法に基づく電力価格更新アルゴリズムを本章の電力価格決定問題に適用した結果を示している。ただし前章で述べたように、勾配法に基づく価格決定手法では、電力価格の更新を各地域の電力需給偏差で表される各ステップの勾配に定数のステップ幅を掛けることで行われているため、その結果は比例制御 (P 制御) を用いた場合の結果と等しくなることに留意されたい。加えて、本検証においては比例ゲイン (ステップ幅) に関しては、不確かさが \mathbf{w}_i^k である時に各地域の需給偏差を最小にするゲインを用いて検証を行った。

結果について考察を行う。Fig. 4.14 より、本章における提案手法を用いることによって、各市場参加者がその電力需要/発電行動に関して大きな不確かさを有している場合において、電力価格の変動の抑制を達成していることを確認することができる。加えて、Fig. 4.15 に、Fig. 4.14 における $5\mathbf{w}_i^k$ または $10\mathbf{w}_i^k$ で表した電力価格を用いた場合にお

ける地域2の電力需給偏差の結果を示す。この結果より本提案手法が従来手法と比べて電力需給偏差の低減に対して有効であることを確認することができる。この結果を詳しく比較するために、各手法を用いた場合における電力需給偏差の二乗平均誤差を Table 4.2 に示す。これより、各市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさによる変動が大きな場合において、提案手法を用いることで電力需給偏差をより低減していることが分かる。

以上より、本章で提案した H_∞ 制御に基づく価格更新手法が、市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさによる影響の抑制と、それに伴う各地域の電力需給偏差低減に有効であることが示された。

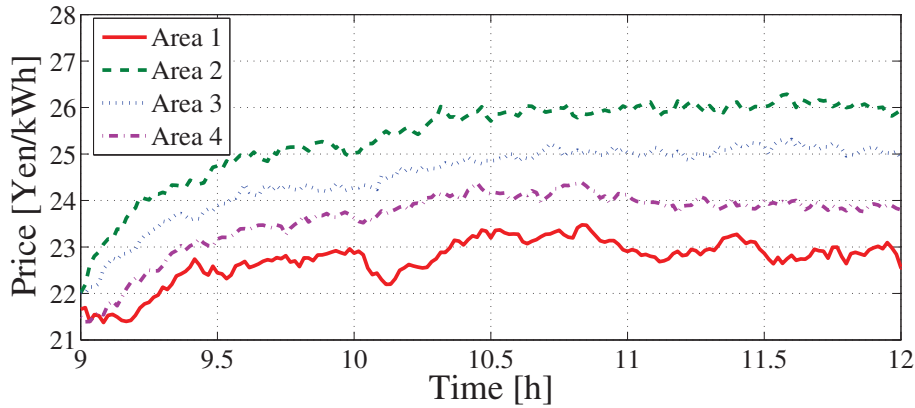


Fig. 4.12 : Results of electricity prices between 9:00-12:00 [h] via the proposed price decision method using H_∞ control

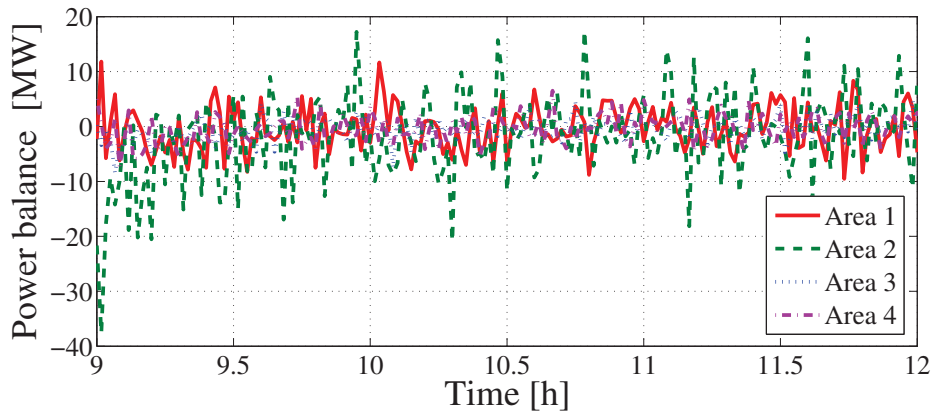
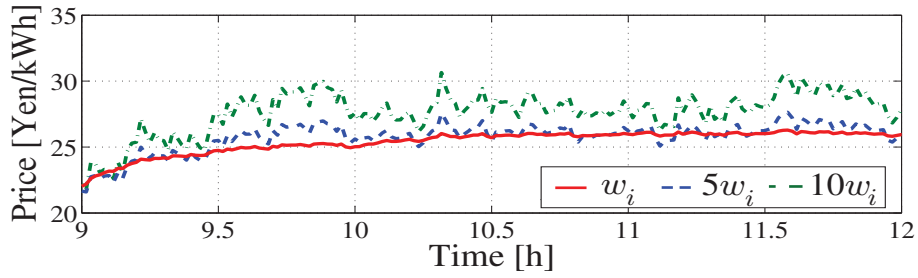
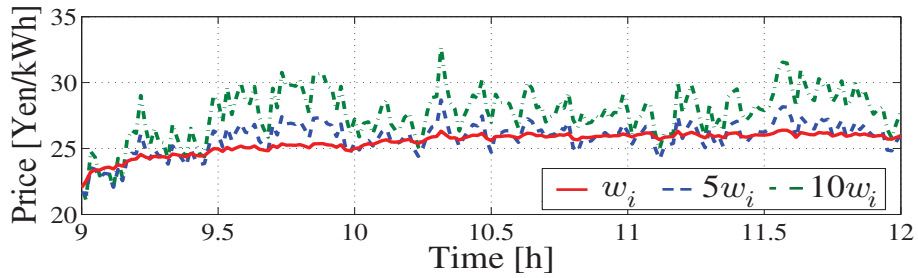


Fig. 4.13 : Results of power balances between 9:00-12:00 [h] via the proposed price decision method using H_∞ control

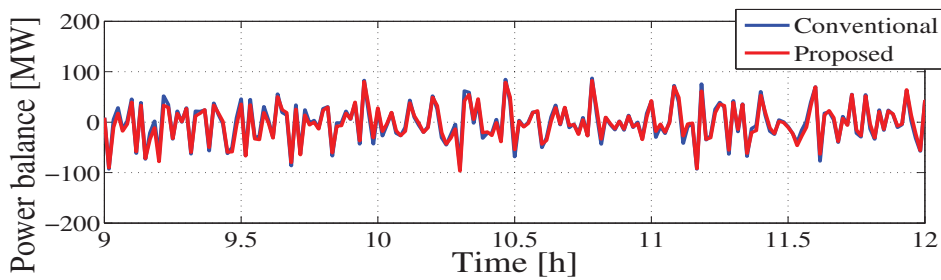


(a)

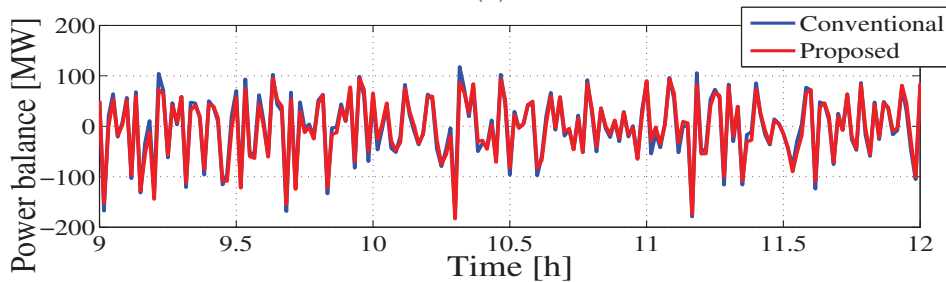


(b)

Fig. 4.14 : Results of prices in Area 2 between 9:00-12:00 [h] with different scales of uncertainties in market participants' behavior. (a): the proposed price decision method using H_∞ control, (b): the conventional gradient method (proportional control)



(c)



(d)

Fig. 4.15 : Results of power deviation in Area 2 between 9:00-12:00 [h] with $5w_i$ in (c) and with $10w_i$ in (d)

Table 4.2 : Results of root mean square of the power deviation in Area 2 between 9:00-12:00 [h]

	$5\mathbf{w}_i^k$	$10\mathbf{w}_i^k$
Conventional [MW]	37.30	63.97
Proposed [MW]	35.48	60.76

4.5 本章のまとめ

本章では、当日の市場参加者の電力価格に対する不確かな電力需要/発電行動による影響を抑制しつつ、各地域の電力需給偏差解消を達成することを目的として、 H_∞ 制御に基づく動的電力価格決定手法を提案した。具体的には、まず需要家および供給者の電力需要/発電行動における不確かさを、第2章で構築した各市場参加者の経済行動モデルに対する乗法的な不確かさとして表した。続いて、これらの不確かな電力需要/発電行動と地域間潮流量からなる動的電力価格決定問題を、離散時間状態空間表現を用いて記述した。そして、本問題において各地域の電力需給偏差低減と各市場参加者の行動不確かさに対するロバスト性の確保を両立するために、重み関数を含めた電力価格決定問題に関する一般化プラントの構築と各地域の電力価格更新のための H_∞ 制御器を設計した。更に、設計した H_∞ 制御器を用いることで、当日市場におけるリアルタイム市場取引に対する地域別動的電力価格更新アルゴリズムを提案した。最後に、数値シミュレーション検証より、提案手法が各市場参加者の行動不確かさに対する価格変動の抑制と、それに伴う各地域の電力需給偏差低減に有効であることを示した。

第 5 章

ネガワット取引に基づいた電力需給調整のための最適インセンティブ価格設計

前章では、各市場参加者の当日における不確かな電力需要/発電行動に対して、その不確かさによる影響を抑制しながら各地域の電力需給量一致を達成するための、 H_∞ 制御に基づく動的電力価格決定手法の提案を行った。しかしながら、市場参加者数の増加に伴って電力網内の電力需要/発電行動における不確かさが増大することにより、前章に示した価格決定問題における H_∞ 制御問題の適切な解が存在しない恐れがある。そこで本章では、当日に各市場参加者が実際に行動を起こす前に、当日市場における時間前市場取引として、予測される発電誤差に対してネガワット取引に基づいて需要家が参加して電力需給調整を行う手法について提案する。ここで本章における提案手法は、需給調整費用最小化を需要家と共に市場取引に基づいて分散的に達成するための前日市場電力価格を用いた最適インセンティブ価格設計手法である。また本章では、第3章に示した電力価格決定アルゴリズムと同様に、需要家の個人情報に関する秘匿性を保持した分散的なインセンティブ価格決定アルゴリズムを提案する。そして最後に、数値シミュレーション検証により、提案した電力需給調整手法を用いることで、電力需給調整費用が低減され、電力網において電力需給調整に関する経済性が向上することを示す。

5.1 問題設定

Fig. 5.1 に本章で取り扱う電力需給調整問題の概念図を示す。本問題においては、各地域の供給者から申告された発電誤差(発電電力量不足)を、ネガワット取引による需要家の電力需要量削減と地域間の電力潮流を考慮した ISO が管理する調整用発電設備による発電電力量に分配することで電力需給偏差の解消を行う。

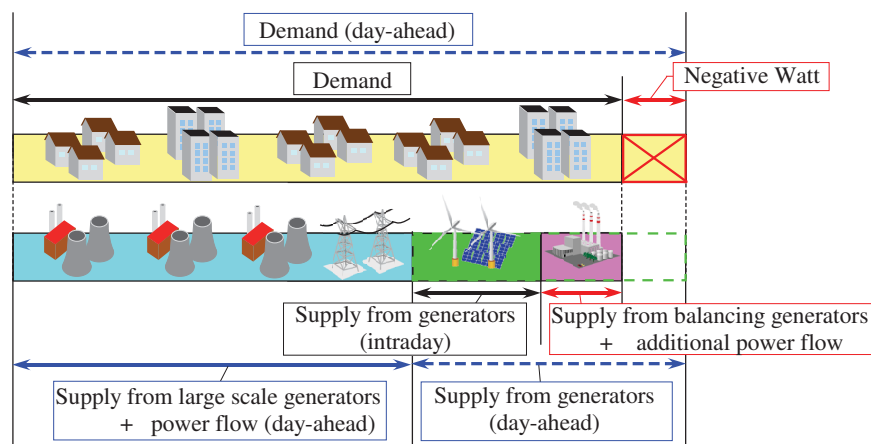


Fig. 5.1 : Power adjustment problem in a real-time market

5.1.1 ネガワット取引における需要家の電力需要削減

次に当日市場におけるネガワット取引に関する説明と、本取引における需要家の電力需要削減行動に関する定式化を行う。

ネガワット取引 [88, 89]

ネガワット取引とは、発電電力量不足に起因する電力需要調整問題において、需要家に対価（報酬）を支払うことによって電力需要量の削減、すなわち負の発電 (Negative Watt) を要請する市場取引を表すものであり、日本でも2015年3月に「ネガワット取引に関するガイドライン」[90]が経済産業省により策定されるなど、需要家参加型の電力需給調整手法として注目を集めている。特に、需要家が自身の電力需要量を削減して電力需給調整に能動的に参加することで、従来の調整用発電設備のみを用いた電力需給調整手法と比べ、調整費用の削減を達成することが期待されている [89]。

本手法における詳しい需要削減メカニズムを第2章 Fig. 2.2 に示した各地域の需要家の経済行動モデルを用いて説明する。ここでまず、需要家に電力需要量の削減を促す方法としては、Fig. 5.2 に示すように電力価格の単価を λ_i から $\bar{\lambda}_i$ に上昇させることが挙げられる。この手法では電力価格を上昇させることで、電力消費に伴う効用から消費電力代金を引いた需要家の利益関数 $\mathcal{W}_i(x, \bar{\lambda}_i)$ を最大にする電力需要量 x を変化させることにより需要削減を達成する。しかしながら、各需要家の効用関数が単調増加性を有する場合、このように電力価格および電力需要量を変化させることによって、各需要家の電力需要量削減後の利益関数の値は前日市場において決定された利益関数の値よりも減少

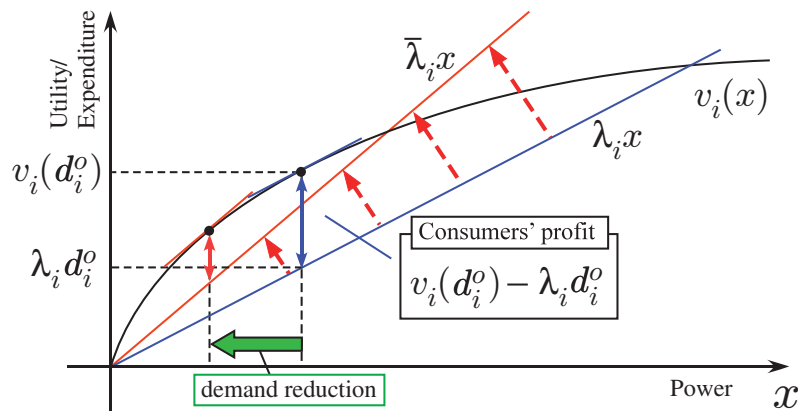


Fig. 5.2 : Demand reduction with price change

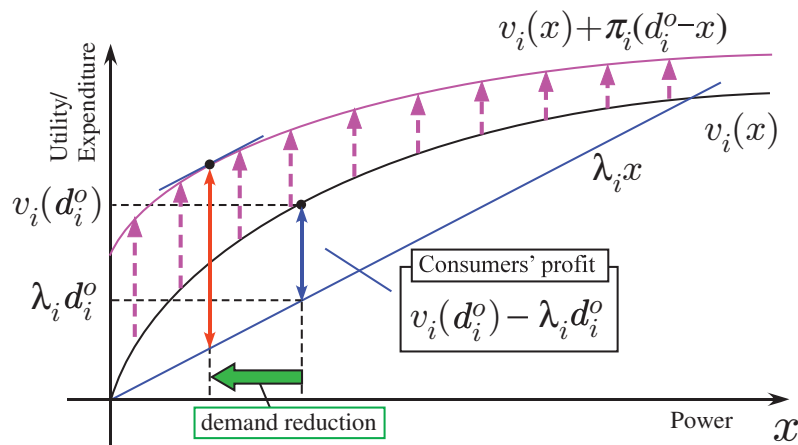


Fig. 5.3 : Demand reduction with incentive

する．加えて，本章で取り扱う電力需給調整問題は供給者の発電不足に起因するものである．従って，このような電力価格を変動（上昇）させることによる電力需給調整手法では，需要家の市場取引への能動的な参加が見込まれない．

一方でネガワット取引においては，Fig. 5.3に示すように，需要家にインセンティブ価格 π_i を用いて需要削減に対するインセンティブを与えることで，その金銭的満足度を上昇させる．これにより，需要家はインセンティブを含む利益関数 $\mathcal{W}_{d_i}(x, \lambda_i) + \pi_i(d_i^o - x)$ を最大にするように電力需要量 x を変化させれば良く，従ってネガワット取引に基づく電力需給調整においては需要家の需要削減に対する能動的な参加が見込まれる．また，各需要家の電力需要削減量がインセンティブ価格に依存していることも分かる．以上より，ネガワット取引において各需要家に対するインセンティブを適切に設計することによって，各需要家の能動的な参加を促し，電力需要削減を含む電力需給調整を分散的に達成することが可能である．

ネガワット取引による需要家の電力需要削減

次にネガワット取引における各需要家のインセンティブに対する電力需要削減量に関して定式化を行う。ここで、前日市場において決定した各地域の時刻 $t \in \mathcal{T}$ における電力需要量および電力価格をそれぞれ $d_i^a(t)$, $\lambda_i^a(t)$ と定める。この時、同時刻におけるネガワット取引により決定した各地域の電力需要削減量 $\rho_i(t)$, $i \in \mathcal{A}$ は次式で与えられる。

$$\rho_i(t) = \arg \max_{\rho_i} U_i(\rho_i|t) \quad (5.1)$$

$$U_i(\rho_i|t) := v_i(d_i^a(t) - \rho_i|t) - \lambda_i^a(t) \{d_i^a(t) - \rho_i\} + \pi_i(t)q_i(\rho_i) \quad (5.2)$$

ただし、 $v_i(\cdot|t)$ は第2章で定義した各地域の需要家の時刻 $t \in \mathcal{T}$ における効用関数であり、また $\pi_i(t)$ および $q_i(\rho_i)$ はそれぞれ各時刻における需要家に対するインセンティブ価格および電力需要削減量 ρ_i に依存して値が決定される関数である。すなわち、各地域の需要家はISOより電力需要量の削減要請が来た場合、上記の式に従って自身の電力需要削減量 $\rho_i(t)$ を決定し、その対価としてインセンティブ $\pi_i(t)q_i(\rho_i(t))$ を受け取る。

5.1.2 本章の目的

以上より、本章の目的を次のように定める。ネガワット取引において、各地域の需要家の需要削減に伴う効用減少量を含む電力需給調整費用最小化を達成するための、各需要家に対する最適インセンティブ価格を設計すること。加えて、各需要家に対する最適インセンティブ価格を市場取引に基づいて分散的に導出するための市場アルゴリズムを提案すること。

5.2 ネガワット取引における最適インセンティブ価格設計

本節では、5.1.2項で述べた本章の目的を達成するための各地域の需要家に対する最適インセンティブ価格設計方法に関して議論を行う。

5.2.1 電力需給調整費用最小化問題

本章で取り扱う電力需給調整問題では、各地域の供給者の発電誤差に対して、ネガワット取引に基づく需要家の電力需要削減量と地域間の電力潮流を含めた各地域の調整用発

電設備による発電電力量に分配することで各地域の電力需給偏差解消を行う。すなわち本問題は、電力需要削減による需要家の効用の減少量、調整用発電設備の発電費用ならびに電力潮流に関するペナルティからなる電力需給調整費用を最小化するような電力需要削減量、調整用発電設備による発電電力量および地域間潮流量を導出する問題となる。

ここで各地域の供給者が所有する発電設備の前日市場において決定された発電電力量を $\mathbf{s}^a(t) = [s_1^a(t) \cdots s_L^a(t)]^T \in \mathbb{R}^L$, またその時間前市場において報告された発電電力量を $\mathbf{s}^r(t) = [s_1^r(t) \cdots s_L^r(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ とする。加えて、その発電誤差を $\boldsymbol{\eta}(t) = [\eta_1(t) \cdots \eta_L(t)]^T \in \mathbb{R}^L$, $\eta_i(t) := s_i^a(t) - s_i^r(t)$, $\forall i \in \mathcal{A}$ と定める。この時、本章で扱う電力需給調整問題は次式で与えられる。

$$\min_{\boldsymbol{\rho}, \mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{ \Delta U_i(\rho_i | t) + C_i^r(t) \} \quad (5.3)$$

$$\text{s. t. } \boldsymbol{\rho} + \mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} = \boldsymbol{\eta}(t) \quad (5.4)$$

$$\Delta U_i(\rho_i | t) := v_i(d_i^a(t) | t) - v_i(d_i^a(t) - \rho_i | t), \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (5.5)$$

$$C_i^r(t) := c_{b_i}(s_{b_i}) + f_i(\boldsymbol{\theta}_i^a(t) + \boldsymbol{\phi}_i), \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (5.6)$$

ただし、 $c_{b_i}(\cdot)$, $i \in \mathcal{A}$ は各地域の調整用発電設備の費用関数であり、また $\boldsymbol{\rho} = [\rho_1 \cdots \rho_L]^T \in \mathbb{R}^L$, $\mathbf{s}_b = [s_{b_1} \cdots s_{b_L}]^T \in \mathbb{R}^L$, $\boldsymbol{\phi} = [\boldsymbol{\phi}_1^T \cdots \boldsymbol{\phi}_L^T]^T \in \mathbb{R}^N$, $\boldsymbol{\phi}_i = [\phi_{i_1} \cdots \phi_{i_{n_i}}]^T \in \mathbb{R}^{n_i}$, $\forall i \in \mathcal{A}$ はそれぞれ各地域の需要家の電力需要削減量、調整用発電設備の発電電力量および電圧位相角の前日市場において決定された時刻 t の位相角 $\boldsymbol{\theta}_i^a(t)$ からの調整量を表している。ここで仮定 2.2, 3.1 と同様に、ISO が管理する各地域の調整用発電設備の費用関数 $c_{b_i}(\cdot)$ に関して以下の仮定を置く。

仮定 5.1. 全ての $i \in \mathcal{A}$ に対して、調整用発電設備の費用関数 $c_{b_i}(\cdot)$ は $\mathcal{C}^2[0, \infty)$ で単調増加、厳密に凸である。

この時、需給調整費用最小化問題 (5.3), (5.4) の最適解を $\boldsymbol{\rho}^* = [\rho_1^* \cdots \rho_L^*]^T \in \mathbb{R}^L$, $\mathbf{s}_b^* = [s_{b_1}^* \cdots s_{b_L}^*]^T \in \mathbb{R}^L$, $\boldsymbol{\phi}^* = [\boldsymbol{\phi}_1^{*T} \cdots \boldsymbol{\phi}_L^{*T}]^T \in \mathbb{R}^N$, $\boldsymbol{\phi}_i^* = [\phi_{i_1}^* \cdots \phi_{i_{n_i}}^*]^T \in \mathbb{R}^{n_i}$, $\forall i \in \mathcal{A}$ とすると、各ベクトルの i 番目の要素 ρ_i^* , $s_{b_i}^*$, $\boldsymbol{\phi}_i^*$ がそれぞれ各地域の最適な電力需要削減量、調整用発電設備の発電電力量および電圧位相角の調整量となる。しかしながら第 3 章において述べたように、上記の費用最小化問題 (5.3), (5.4) において、効用関数 $v_i(\cdot | t)$ は各地域の需要家の個人的な情報であるため、ISO は本問題を直接解くことができない。そこで本章では、この費用最小化問題をネガワット取引において需要家に対して適切なインセンティブを与えることで分散的に解くことを考える。

5.2.2 電力需給調整費用最小化のための最適インセンティブ価格設計

本項では、前述した需要家の効用減少量を含む電力調整費用最小化を達成するための、各需要家に対する最適インセンティブ価格設計問題について議論を行う。ここで、制約条件 (5.4) に関するラグランジュ乗数を $\mathbf{\Pi}(t) = [\Pi_1(t) \cdots \Pi_L(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ と定める。この時、本章で扱う電力需給調整費用最小化問題 (5.3), (5.4) に対する双対問題は次式で与えられる。

$$\max_{\mathbf{\Pi}(t)} \mathcal{P}_r(\mathbf{\Pi}(t)) = \max_{\mathbf{\Pi}(t)} \min_{\boldsymbol{\rho}, \mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \mathcal{L}_r(\boldsymbol{\rho}, \mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}, \mathbf{\Pi}(t)) \quad (5.7)$$

$$\mathcal{L}_r(\boldsymbol{\rho}, \mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}, \mathbf{\Pi}(t)) = \sum_{i \in \mathcal{A}} \{ \Delta U_i(\rho_i) + C_i^r(t) \} - \mathbf{\Pi}(t)^T \{ \boldsymbol{\rho} + \mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} - \boldsymbol{\eta}(t) \} \quad (5.8)$$

ここで上記の双対問題 (5.7) の最適なラグランジュ乗数を $\mathbf{\Pi}^*(t) = [\Pi_1^*(t) \cdots \Pi_L^*(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ とすると、ネガワット取引における各需要家に対するインセンティブ価格の設計に関して次の定理が成り立つ。

定理 5.1. 仮定 2.1, 2.3, 2.4, 3.2, 5.1 が成り立つとする。また時刻 $t \in \mathcal{T}$ における地域 $i \in \mathcal{A}$ の需要家に対するインセンティブ価格 $\pi_i(t)$ および電力需要削減量の関数 $q_i(\rho_i)$ を次式に従って与える。

$$\pi_i(t) = \Pi_i^*(t) - \lambda_i^a(t), \quad q_i(\rho_i) = \rho_i + \alpha_i \quad (5.9)$$

ただし、 $\lambda_i^a(t)$ は前日市場において決定された各地域の時刻 t における電力価格であり、また $\alpha_i, i \in \mathcal{A}$ は $\rho_i + \alpha_i > 0$ を満たす定数とする。

この時、各地域の需要家が式 (5.1) に従って利己的に決定した電力需要削減量 ρ_i は電力調整費用最小化問題 (5.3), (5.4) における最適な電力需要削減量 ρ_i^* と一致する。

Proof. ここで需要家の需要削減行動および費用最小化問題 (5.3), (5.4) はそれぞれ時刻 t に関して独立であるため、本証明内では時刻に関する表記 (t) について省略する。この時、式 (5.9) に示すインセンティブ価格 $\pi_i(t)$ および電力需要削減量に関する関数 $q_i(\rho_i)$ を用いると、式 (5.1) より各需要家が利己的に決定した電力需要削減量は次式で表される。

$$\begin{aligned} \rho_i &= \arg \max_{\rho_i} v_i(d_i^a - \rho_i | t) - \lambda_i^a \{ d_i^a - \rho_i \} + \pi_i q_i(\rho_i) \\ &= \arg \max_{\rho_i} v_i(d_i^a - \rho_i | t) - \lambda_i^a \{ d_i^a - \rho_i \} + \{ \Pi_i^* - \lambda_i^a \} \{ \rho_i + \alpha_i \} \\ &= \arg \max_{\rho_i} v_i(d_i^a - \rho_i | t) + \Pi_i^* \rho_i - \lambda_i^a d_i^a + \{ \Pi_i^* - \lambda_i^a \} \alpha \end{aligned} \quad (5.10)$$

ここで式 (5.10) において、右辺第 3 項および第 4 項はそれぞれ決定変数 ρ_i に依存しない値である。従って次式が成り立つ。

$$\rho_i = \arg \max_{\rho_i} v_i(d_i^a - \rho_i | t) + \Pi_i^* \rho_i \quad (5.11)$$

一方で仮定 2.1, 2.3, 2.4, 3.2, 5.1 より、双対問題 (5.7) に関して次の不等式を得る。

$$\mathcal{L}_r(\boldsymbol{\rho}^*, \boldsymbol{s}_b^*, \boldsymbol{\phi}^*, \boldsymbol{\Pi}^*) \leq \mathcal{L}_r(\boldsymbol{\rho}, \boldsymbol{s}_b, \boldsymbol{\phi}, \boldsymbol{\Pi}^*) \quad (5.12)$$

更に式 (5.8) より双対関数 $\mathcal{L}_r(\cdot)$ は各決定変数および地域番号 $i \in \mathcal{A}$ に関してそれぞれ線形独立である。従って双対分解を用いることにより、調整費用最小化問題 (5.3), (5.4) における各地域の最適な電力需要削減量 ρ_i^* は次式で与えられる。

$$\begin{aligned} \rho_i^* &= \arg \min_{\rho_i} v_i(d_i^a | t) - v_i(d_i^a - \rho_i | t) - \Pi_i^* \rho_i \\ &= \arg \max_{\rho_i} v_i(d_i^a - \rho_i | t) + \Pi_i^* \rho_i, \quad \forall i \in \mathcal{A} \end{aligned} \quad (5.13)$$

以上の式 (5.11), (5.13) より $\rho_i = \rho_i^*$ となる。□

上記の定理 5.1 より、式 (5.9) に従って各需要家の電力需要量削減に対するインセンティブを設計することによって、各地域の需要家が利己的に決定した電力需要削減量と電力需給調整費用最小化問題 (5.3), (5.4) における最適な電力需要削減量が一致することが示された。しかしながら本定理では、需要家がネガワット取引において電力需要を削減したことによる効用の減少量と、削減に対する報酬として得られるインセンティブの大小関係については言及されていない。一方、式 (5.9) に示す電力需要削減量に依存する関数 $q_i(\rho_i)$ に含まれる α_i は $\rho_i + \alpha_i > 0$ を満たす定数であれば良く、その設計に自由度が残存している。そこで電力需要削減によるインセンティブが効用減少量を上回る、すなわちネガワット取引による電力需給調整後のインセンティブを含めた需要家の利益が前日市場において決定された利益以上となるように、 α_i を設計する問題について考える。

ここで前日市場決定値に基づく時刻 $t \in \mathcal{T}$ における地域 $i \in \mathcal{A}$ の需要家の利益 $\mathcal{W}_{d_i}^a(t)$ およびネガワット取引による電力需給調整後の利益 $\mathcal{W}_{d_i}^r(t)$ はそれぞれ次式で与えられる。

$$\mathcal{W}_{d_i}^a(t) := v_i(d_i^a(t) | t) - \lambda_i^a(t) d_i^a(t) \quad (5.14)$$

$$\mathcal{W}_{d_i}^r(t) := v_i(d_i^a(t) - \rho_i^*(t) | t) - \lambda_i^a(t) (d_i^a(t) - \rho_i^*(t)) + \pi_i(t) q_i(\rho_i^*(t)) \quad (5.15)$$

これらの 2 つの利益を用いることで、ネガワット取引における各需要家に対するインセンティブの設計方法に関して次の補題が成り立つ。

補題 5.1. ネガワット取引に基づいた時刻 $t \in \mathcal{T}$ における電力需給調整後の地域 $i \in \mathcal{A}$ の需要家の利益 $\mathcal{W}_{d_i}^r(t)$ が、同需要家の前日市場における利益 $\mathcal{W}_{d_i}^a(t)$ 以上となる十分条件は、式 (5.9) における α_i が次式を満たすことである.

$$\alpha_i \geq \frac{1}{\pi_i(t)} \{v(d_i^a(t)|t) - v_i(d_i^a(t) - \rho_i^*(t)|t) - \Pi_i^*(t)\rho_i^*(t)\} \quad (5.16)$$

Proof. 定理 5.1 における証明と同様に本証明内においても時刻に関する表記 (t) については省略する. ここで式 (5.14), (5.15) より, 式 (5.9) で定義したインセンティブ価格 π_i および関数 $q_i(\rho_i)$ を用いて次式が成り立つ.

$$\begin{aligned} \mathcal{W}_{d_i}^r - \mathcal{W}_{d_i}^a &= \{v_i(d_i^a - \rho_i^*|t) - \lambda_i^a(d_i^a - \rho_i^*) + \pi_i q_i(\rho_i^*)\} - \{v_i(d_i^a|t) - \lambda_i^a d_i^a\} \\ &= v_i(d_i^a - \rho_i^*|t) - v_i(d_i^a|t) + \Pi_i^* \rho_i^* + \pi_i \alpha_i \end{aligned} \quad (5.17)$$

従って, $\mathcal{W}_{d_i}^r - \mathcal{W}_{d_i}^a \geq 0$ となるための α_i の条件は次式で表される.

$$\alpha_i \geq \frac{1}{\pi_i} \{v(d_i^a|t) - v_i(d_i^a - \rho_i^*|t) - \Pi_i^* \rho_i^*\} \quad (5.18)$$

□

従って補題 5.1 より, 需要家に対するインセンティブを適切に設定することで, 各地域の需要家のネガワット取引参加後の利益が前日市場で決定された利益以上となることが示された. ただし, 式 (5.16) の条件に基づいて α_i を設定するためには, 需要家の効用関数 $v_i(\cdot|t)$ や双対問題の最適解である ρ_i^* および Π_i^* の情報が必要である. 従って, これらの情報を用いずに α_i を式 (5.16) の条件を満たすように設計するためには, ISO は α_i を十分大きな値として設定する必要があることに留意されたい.

一方, ISO は非営利組織であるが, ネガワット取引において需要家に対して継続的にインセンティブを与えるためには, そのための財源を確保する必要がある. すなわちネガワット取引に基づいた電力需給調整を, 各市場参加者間で金銭的な過不足を生じさせずに行う必要がある. この問題に対し, 本研究ではネガワット取引におけるインセンティブに関する財源を, 発電誤差を生じた各地域の供給者からペナルティとして徴収することによって賄うことを考える.

ここで地域 $i \in \mathcal{A}$ の供給者が時刻 $t \in \mathcal{T}$ において発電誤差 $\eta_i(t)$ を発生したものとし, この供給者の電力需給調整後のペナルティを引いた利益 $\mathcal{W}_{s_i}^r(t)$ を次式のように定義する.

$$\mathcal{W}_{s_i}^r(t) := \lambda_i^a(t) s_i^r(t) - c_i(s_i^r(t)) - \bar{\pi}_i(t) h_i(\eta_i(t)) \quad (5.19)$$

ただし, $\bar{\pi}_i(t)$ は時刻 t における地域 i の供給者に対するペナルティ価格, $h_i(\eta_i(t))$ は発電誤差 $\eta_i(t)$ に依存して値が決定する関数である. すなわち各地域の供給者は前日市場決定電力価格 $\lambda_i^a(t)$ と当日の発電電力量 $s_i^r(t)$ に基づく売上から発電費用 $c_i(s_i^r(t))$ を引いた値を利益とするが, その値から当日発電誤差 $\eta_i(t)$ に対してペナルティ $\bar{\pi}_i(t)h_i(\eta_i(t))$ を支払った値が電力需給調整後の利益となる. この時, 供給者に対するペナルティ $\bar{\pi}_i(t)h_i(\eta_i(t))$ の設計方法に関して次の定理が成り立つ.

定理 5.2. 各地域の供給者に対するペナルティ $\bar{\pi}_i(t)h_i(\eta_i(t))$ を式 (5.9) に示した需要家に対するインセンティブ価格 $\pi_i(t)$ および定数 α_i を用いて以下のように設計する.

$$\bar{\pi}_i(t) = \pi_i(t), \quad h_i(\eta_i(t)) = \eta_i(t) + \alpha_i \quad (5.20)$$

この時, ネガワット取引に基づく電力需給調整後の各市場参加者の利益の総和は次式で表される電力需給調整後の社会全体の利益と一致する.

$$\mathcal{W}^r(t) = \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i^a(t) - \rho_i^* | t) - c_i(s_i^r(t)) - c_i(s_i^a(t)) - c_{b_i}(s_{b_i}^*) - f_i(\theta_i^a(t) + \phi_i^*)\} \quad (5.21)$$

Proof. 本証明においても時刻に関する表記 (t) については省略する. ここで ISO が当日市場において電力需給調整に生じた純損失は次式で与えられる.

$$\mathcal{L}_{\text{ISO}}^r := \sum_{i \in \mathcal{A}} \{c_{l_i}(s_{l_i}^a) + c_{b_i}(s_{b_i}^*) + f_i(\theta_i^a + \phi_i^*)\} - \lambda^{a\text{T}}(s_l^a + \bar{B}\theta^a) - \Pi^{*\text{T}}(s_b^* + \bar{B}\phi^*) \quad (5.22)$$

この時, ネガワット取引による電力需給調整後の各市場参加者の利益の総和を $\hat{\mathcal{W}}^r$ とすると, $\hat{\mathcal{W}}^r$ は以下のように表される.

$$\begin{aligned} \hat{\mathcal{W}}^r &= \sum_{i \in \mathcal{A}} \mathcal{W}_{d_i}^r + \sum_{i \in \mathcal{A}} \mathcal{W}_{s_i}^r - \mathcal{L}_{\text{ISO}}^r \\ &= \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i^a - \rho_i^* | t) - \lambda_i^a(d_i^a - \rho_i^*) + \pi_i q_i(\rho_i^*)\} + \sum_{i \in \mathcal{A}} \{\lambda_i^a s_i^r - c_i(s_i^r) - \bar{\pi}_i h_i(\eta_i)\} \\ &\quad - \left[\sum_{i \in \mathcal{A}} \{c_{l_i}(s_{l_i}^a) + c_{b_i}(s_{b_i}^*) + f_i(\theta_i^a + \phi_i^*)\} - \pi^{a\text{T}}(s_l^a + \bar{B}\theta^a) - \Pi^{*\text{T}}(s_b^* + \bar{B}\phi^*) \right] \\ &= \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i^a - \rho_i^* | t) - c_i(s_i^r) - c_i(s_i^a) - c_{b_i}(s_{b_i}^*) - f_i(\theta_i^a + \phi_i^*)\} \\ &\quad - \sum_{i \in \mathcal{A}} \lambda_i^a(d_i^a - \rho_i^* - s_i^r) + \pi^{a\text{T}}(s_l^a + \bar{B}\theta^a) \\ &\quad + \sum_{i \in \mathcal{A}} \{\pi_i q_i(\rho_i^*) - \bar{\pi}_i(\eta_i)\} + \Pi^{*\text{T}}(s_b^* + \bar{B}\phi^*) \end{aligned} \quad (5.23)$$

ここで式 (5.23) において、定理 5.1 に示したインセンティブ価格および電力需要削減量に依存する関数 $\pi_i = \Pi_i^* - \lambda_i^a$, $q_i(\rho_i) = \rho_i^* + \alpha_i$, また式 (5.20) に示したペナルティ価格 $\bar{\pi}_i$ および発電誤差に依存する関数 $h_i(\eta_i) = \eta_i + \alpha_i$ を用いると、次式が成り立つ。

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{\pi_i q_i(\rho_i^*) - \bar{\pi}_i(\eta_i)\} + \mathbf{\Pi}^{*\top}(\mathbf{s}_b^* + \bar{\mathbf{B}}\phi^*) &= \sum_{i \in \mathcal{A}} \{(\Pi_i^* - \lambda_i^a)(\rho_i^* - \eta_i)\} + \mathbf{\Pi}^{*\top}(\mathbf{s}_b^* + \bar{\mathbf{B}}\phi^*) \\ &= - \sum_{i \in \mathcal{A}} \lambda_i^a(\rho_i^* - \eta_i) + \mathbf{\Pi}^{*\top}(\boldsymbol{\rho}^* - \boldsymbol{\eta} + \mathbf{s}_b^* + \bar{\mathbf{B}}\phi^*) \end{aligned} \quad (5.24)$$

従って、式 (5.24) を式 (5.23) に代入すると次式を得る。

$$\begin{aligned} \hat{\mathcal{W}}^r &= \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i^a - \rho_i^* | t) - c_i(s_i^r) - c_{l_i}(s_{l_i}^a) - c_{b_i}(s_{b_i}^*) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i^a + \boldsymbol{\phi}_i^*)\} \\ &\quad - \sum_{i \in \mathcal{A}} \lambda_i^a(d_i^a - \rho_i^* - s_i^r + \rho_i^* - \eta_i) + \boldsymbol{\lambda}^{a\top}(\mathbf{s}_l^a + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^a) + \mathbf{\Pi}^{*\top}(\boldsymbol{\rho}^* - \boldsymbol{\eta} + \mathbf{s}_b^* + \bar{\mathbf{B}}\phi^*) \\ &= \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i^a - \rho_i^* | t) - c_i(s_i^r) - c_{l_i}(s_{l_i}^a) - c_{b_i}(s_{b_i}^*) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i^a + \boldsymbol{\phi}_i^*)\} \\ &\quad + \boldsymbol{\lambda}^{a\top}(\mathbf{s}^r + \boldsymbol{\eta} + \mathbf{s}_l^a + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^a - \mathbf{d}^a) + \mathbf{\Pi}^{*\top}(\boldsymbol{\rho}^* + \mathbf{s}_b^* + \bar{\mathbf{B}}\phi^* - \boldsymbol{\eta}) \end{aligned} \quad (5.25)$$

ここで $\boldsymbol{\eta}$ は各地域の不足発電電力量をまとめたベクトルであり、その定義より $\boldsymbol{\eta} = \mathbf{s}^a - \mathbf{s}^r$ である。加えて、前日市場において決定された地域間の電力潮流量および各地域の発電電力量は前日市場において決定された電力需要量と等しいため、次式が成り立つ。

$$\mathbf{s}^r + \boldsymbol{\eta} + \mathbf{s}_l^a + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^a - \mathbf{d}^a = \mathbf{s}^a + \mathbf{s}_l^a + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\theta}^a - \mathbf{d}^a = \mathbf{0} \quad (5.26)$$

同様にネガワット取引によって決定された電力需要削減量を含む電力調整量は不足発電電力量 $\boldsymbol{\eta}$ に等しいため、次式が成り立つ。

$$\boldsymbol{\rho}^* + \mathbf{s}_b^* + \bar{\mathbf{B}}\phi^* - \boldsymbol{\eta} = \mathbf{0} \quad (5.27)$$

従って式 (5.25) に示す $\hat{\mathcal{W}}^r$ は以下のようになる。

$$\begin{aligned} \hat{\mathcal{W}}^r &= \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i^a - \rho_i^* | t) - c_i(s_i^r) - c_{l_i}(s_{l_i}^a) - c_{b_i}(s_{b_i}^*) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i^a + \boldsymbol{\phi}_i^*)\} \\ &= \mathcal{W}^r \end{aligned} \quad (5.28)$$

以上より、式 (5.20) に従って各地域の供給者に対してペナルティを課すことによって、ネガワット取引に基づいた電力需給調整後の各市場参加者の利益の総和 $\hat{\mathcal{W}}^r$ が電力需給調整後の社会全体の利益 \mathcal{W}^r と一致することが示された。□

上記の定理 5.2 より、需要家に対するインセンティブ設計および供給者に対するペナルティ設計をそれぞれ式 (5.9), (5.20) に従って行うことによって、ネガワット取引に基づいた電力需給調整を市場参加者間で金銭的な過不足なく行うことが可能となる。加えて、式 (5.21) に示す電力需給調整後の社会全体の利益には、式 (5.9), (5.20) で用いた定数 α_i が含まれていない。従ってネガワット取引における需要家の利益を保証するためには、補題 5.1 に示したように ISO は α_i の値を適切に設定する必要がある一方、式 (5.20) に従って供給者に対するペナルティを設定することにより、いかなる α_i の値を用いてもネガワット取引に基づいた各地域の電力需給調整を金銭的な過不足なく行うことが可能であることが示された。

5.3 市場取引に基づいた分散型最適インセンティブ価格決定

前節においては、ネガワット取引において、各地域の需要家の需要削減に伴う効用減少量を含む電力需給調整費用最小化を達成するための、各需要家に対する最適インセンティブ価格の設計方法を示した。更に発電誤差を生じた供給者に対して、導出した最適インセンティブ価格に従ってペナルティを課すことにより、ネガワット取引に基づく電力需給調整が各市場参加者間で金銭的な過不足なく達成されることを示した。しかしながら、式 (5.9) における最適なインセンティブ価格は、需要家の効用関数を含む双対問題 (5.7) の最適解 $\Pi_i^*(t)$ を用いて設計されている。ここで、第 3 章で述べたように、効用関数は各需要家の個人的な情報であるため、ISO は双対問題 (5.7) の最適解を直接導出することができない。そこで本節では、最適解 $\Pi^*(t) = [\Pi_1^*(t) \cdots \Pi_L^*(t)]^T$ を需要家と ISO 間の市場取引に基づいて分散的に導出することを考える。

ここで第 3 章においては、各地域の需要家の効用関数や供給者の費用関数を用いずに、最適な双対変数である最適電力価格を導出するための分散的な価格決定アルゴリズムの提案を行った。しかしながら、本章が対象とする当日の電力需給調整問題においては、市場取引を行ってから実際に電力需給調整を行うまでの期間が短いため、市場取引が最適解に収束する前に終了する可能性を考慮しなければならない。従って、本章では市場取引の各ステップにおいて、常に各地域の電力需給の一致を達成しながら、分散的に最適な双対変数を導出するための市場アルゴリズムの提案を行う。

本アルゴリズムの設計のために、まず時刻 t におけるネガワット取引による市場取引において、各需要家の電力需要削減量が $\bar{\rho}(t) = [\bar{\rho}_1(t) \cdots \bar{\rho}_L(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ であるような状況を考える。この時、ISO はこれらの電力需要削減量を用いて自身が管理する調整用発

電設備の発電電力量 $\bar{\mathbf{s}}_b \in \mathbb{R}^L$ および各母線の電圧位相角の調整量 $\bar{\boldsymbol{\phi}} \in \mathbb{R}^N$ を次式で表される費用最小化問題を解くことによって決定する.

$$[\bar{\mathbf{s}}_b, \bar{\boldsymbol{\phi}}] = \arg \min_{\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \sum_{i \in \mathcal{A}} C_i^r(t) \quad (5.29)$$

$$\text{s. t. } \mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} = \boldsymbol{\eta}(t) - \bar{\boldsymbol{\rho}}(t) \quad (5.30)$$

加えて, 制約条件 (5.30) に対するラグランジュ双対変数を $\boldsymbol{\Lambda}(t) = [\Lambda_1(t) \cdots \Lambda_L(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ として, 上記の最適化問題に対する双対関数 $\bar{\mathcal{L}}_r(\cdot)$ を以下のように定める.

$$\bar{\mathcal{L}}_r(\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}, \boldsymbol{\Lambda}(t) | \bar{\boldsymbol{\rho}}(t)) = \sum_{i \in \mathcal{A}} C_i^r(t) - \boldsymbol{\Lambda}(t)^T \{\mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} - \boldsymbol{\eta}(t) + \bar{\boldsymbol{\rho}}(t)\} \quad (5.31)$$

この時, ISO が取り扱う電力需給調整費用最小化問題 (5.29), (5.30) に対する双対問題は以下で与えられる.

$$\max_{\boldsymbol{\Lambda}(t)} \min_{\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \bar{\mathcal{L}}_r(\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}, \boldsymbol{\Lambda}(t) | \bar{\boldsymbol{\rho}}(t)) \quad (5.32)$$

ここで双対問題 (5.32) における最適なラグランジュ双対変数を $\boldsymbol{\Lambda}^*(t) = [\Lambda_1^*(t) \cdots \Lambda_L^*(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ とすると, ネガワット取引に基づいた分散的な電力需給調整問題に関して次の定理が成り立つ.

定理 5.3. 仮定 2.1, 2.3, 2.4, 3.2, 5.1 が成り立つとする. この時, ISO が費用最小化問題 (5.29), (5.30) に従って決定した調整用発電設備の発電電力量および各母線の電圧位相角の調整量が, 需要家の効用減少量を含む当日市場における費用最小化問題 (5.3), (5.4) の最適解と一致するための必要十分条件は $\boldsymbol{\Lambda}^*(t) = \boldsymbol{\Pi}^*(t)$ である.

Proof. ここで仮定 2.1, 2.3, 2.4, 3.2, 5.1 より需要家の効用減少量を含む当日市場における費用最小化問題 (5.3), (5.4) とその双対問題 (5.7) の間には強双対性が成り立つ. 従って費用最小化問題 (5.3), (5.4) の最適解 $[\boldsymbol{\rho}^*, \mathbf{s}_b^*, \boldsymbol{\phi}^*]$ に関して次式を得る.

$$[\boldsymbol{\rho}^*, \mathbf{s}_b^*, \boldsymbol{\phi}^*] = \arg \min_{\boldsymbol{\rho}, \mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \mathcal{L}_r(\boldsymbol{\rho}, \mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}, \boldsymbol{\Pi}^*(t)) \quad (5.33)$$

加えて, 式 (5.8) に示すラグランジュ双対関数 $\mathcal{L}_r(\cdot)$ は各決定変数 $\boldsymbol{\rho}, \mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}$ に関して独立であるため, 双対分解を適用することで次式を得る.

$$[\mathbf{s}_b^*, \boldsymbol{\phi}^*] = \arg \min_{\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \sum_{i \in \mathcal{A}} C_i^r(t) - \boldsymbol{\Pi}^*(t)^T \{\mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} - \boldsymbol{\eta}(t)\} \quad (5.34)$$

同様に双対問題 (5.31) における双対関数 $\bar{\mathcal{L}}_r(\cdot)$ に関して次式の不等式を得る.

$$\bar{\mathcal{L}}_r(\bar{\mathbf{s}}_b, \bar{\boldsymbol{\phi}}, \boldsymbol{\Lambda}^*(t) | \bar{\boldsymbol{\rho}}(t)) \leq \bar{\mathcal{L}}_r(\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}, \boldsymbol{\Lambda}^*(t) | \bar{\boldsymbol{\rho}}(t)) \quad (5.35)$$

従って次式が成り立つ.

$$[\bar{\mathbf{s}}_b, \bar{\boldsymbol{\phi}}] = \arg \min_{\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \sum_{i \in \mathcal{A}} C_i^r(t) - \boldsymbol{\Lambda}^*(t)^T \{ \mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} - \boldsymbol{\eta}(t) \} \quad (5.36)$$

この時, 式 (5.34) および式 (5.36) を比較すると, 両式が一致するための十分条件は以下で与えられる.

$$[\mathbf{s}_b^*, \boldsymbol{\phi}^*] = [\bar{\mathbf{s}}_b, \bar{\boldsymbol{\phi}}] \Leftrightarrow \boldsymbol{\Lambda}^*(t) = \boldsymbol{\Pi}^*(t) \quad (5.37)$$

また仮定 2.1, 2.3, 2.4, 3.2, 5.1 より, 上記の各最適化問題は線形制約条件を持つ凸最適化問題であるため, 各問題の最適解およびその双対問題の最適解はそれぞれ唯一である. 従って次式が成り立つ.

$$[\mathbf{s}_b^*, \boldsymbol{\phi}^*] = [\bar{\mathbf{s}}_b, \bar{\boldsymbol{\phi}}] \Leftrightarrow \boldsymbol{\Lambda}^*(t) = \boldsymbol{\Pi}^*(t) \quad (5.38)$$

□

上記の定理より, ネガワット取引に基づいて分散的に電力需給調整を行うためのラグランジュ双対変数に関する条件が示された. すなわち, 各時刻 $t \in \mathcal{T}$ において $\boldsymbol{\Lambda}^*(t) = \boldsymbol{\Pi}^*(t)$ が満たされる時, ネガワット取引による最適な電力需給調整が達成され, 更には定理 5.1 より, この最適なラグランジュ乗数 $\boldsymbol{\Pi}^*(t)$ を用いることで各需要家に対する最適なインセンティブ価格を設計することができる. しかしながら, 前述の通り, 各需要家の効用関数 $v_i(\cdot | t)$ は需要家の個人的な情報であるため, ISO は効用関数の情報を用いて費用最小化問題 (5.3), (5.4) およびその双対問題 (5.7) を直接解くことができない. そこで, 以下に需要家と ISO 間の市場取引に基づく最適な電力需給調整を達成するための各需要家に対するインセンティブ価格決定アルゴリズムを示す.

Algorithm 5.1: ネガワット取引における最適インセンティブ価格決定

Step 1: 初期インセンティブ価格の決定

ISO は各時刻 $t \in \mathcal{T}$ において, 各地域の供給者から報告された前日市場において決定した発電電力量と時間前市場における発電電力量との発電誤差により生じた電力需給偏差 $\eta_i(t)$, $i \in \mathcal{A}$ を解消するために, 任意の初期インセンティブ価格 π_i^0 , $i \in \mathcal{A}$ を決定し, 各地域の需要家に伝える.

Step 2: ネガワット取引による電力需要削減量の決定

ISO から伝えられたインセンティブ価格 π_i^k ($k \geq 0$) を基に、各地域の需要家は次式に従って電力需要削減量 ρ_i^k を決定し、ISO に報告する.

$$\rho_i^k = \arg \max_{\rho_i} v_i(d_i^a(t) - \rho_i | t) - \lambda_i^a(t)(d_i(t) - \rho_i) + \pi_i^k q_i(\rho_i), \quad i \in \mathcal{A} \quad (5.39)$$

ただし $d_i^a(t)$, $\lambda_i^a(t)$ はそれぞれ前日市場で決定した各地域の時刻 $t \in \mathcal{T}$ における電力需要量および電力価格である.

Step 3: 調整用発電設備の発電電力量, 電圧位相角調整量の決定

ISO は各地域の需要家から報告された電力需要削減量 $\boldsymbol{\rho}^k = [\rho_1^k \cdots \rho_L^k]^T$ に基づいて、次式で表される費用最小化問題を解くことによって各地域の調整用発電設備の発電電力量 $\mathbf{s}_b^k = [s_{b_1}^k \cdots s_{b_L}^k]^T$ および各地域の母線の電圧位相角の調整量 $\boldsymbol{\phi}^k = [\phi_1^k \cdots \phi_L^k]^T$ を決定する.

$$[\mathbf{s}_b^k, \boldsymbol{\phi}^k] = \arg \min_{\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \sum_{i \in \mathcal{A}} C_i^r(t) \quad (5.40)$$

$$\text{s. t.} \quad \mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} = \boldsymbol{\eta}(t) - \boldsymbol{\rho}^k, \quad \boldsymbol{\eta}(t) := [\eta_1(t) \cdots \eta_L(t)]^T \quad (5.41)$$

また ISO は上記の費用最小化問題に対するラグランジュ双対問題に関して、等式制約 (5.41) に関するラグランジュ乗数の最適値 $\boldsymbol{\Lambda}^k(t) = [\Lambda_1^k(t) \cdots \Lambda_L^k(t)]^T$ を各地域の調整用卸売価格と定める.

Step 4: インセンティブ価格の決定, 更新

ISO は各地域のインセンティブ価格および前日市場決定電力価格からなる調整用小売価格 $\boldsymbol{\Pi}^k(t) := \boldsymbol{\pi}^k + \boldsymbol{\lambda}^a(t)$, $\boldsymbol{\lambda}^a(t) := [\lambda_1^a(t) \cdots \lambda_L^a(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ が次式を満たす時, ネガワット取引による電力需給調整のための市場取引を終了し, **Step 6** に進む.

$$\boldsymbol{\Pi}^k(t) = \boldsymbol{\Lambda}^k(t) \quad (5.42)$$

一方で上記の条件 (5.42) が満たされない場合には, ISO は次式に従って各時刻の調整用小売電力価格 $\boldsymbol{\Pi}^k(t)$ の更新を行う.

$$\boldsymbol{\Pi}^{k+1}(t) = \boldsymbol{\Pi}^k(t) - \gamma_r \left\{ \tilde{\mathbf{s}}_b^k + \bar{\mathbf{B}}\tilde{\boldsymbol{\phi}}^k - \boldsymbol{\eta}(t) + \boldsymbol{\rho}^k \right\} \quad (5.43)$$

ただし, $\gamma_r (> 0)$ は固定ステップ幅, $\tilde{\mathbf{s}}_b^k \in \mathbb{R}^L$, $\tilde{\boldsymbol{\phi}}^k \in \mathbb{R}^N$ はそれぞれ次式によって求まる各地域の調整用発電設備の発電電力量および母線の電圧位相角の調整量である.

$$[\tilde{\mathbf{s}}_b^k, \tilde{\boldsymbol{\phi}}^k] := \arg \min_{\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} C_i^r(t) - \boldsymbol{\Pi}^k(t)^T \{ \mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} - \boldsymbol{\eta}(t) + \boldsymbol{\rho}^k \} \quad (5.44)$$

そして式(5.43)に従って更新した調整用小売電力価格 $\mathbf{\Pi}^{k+1}(t) = [\Pi_1^{k+1}(t) \cdots \Pi_L^{k+1}(t)]^T$ を基に各地域のインセンティブ価格 $\pi_i^{k+1} = \Pi_i^{k+1}(t) - \lambda_i^a(t)$, $i \in \mathcal{A}$ を算出し、各地域の需要家に伝える.

Step 5: 反復

k を $k+1$ として **Step 2** へ戻る.

Step 6: ペナルティの徴収

ISO は各地域の供給者より発電誤差 η_i に対してペナルティ $\pi_i^k h_i(\eta_i(t))$ を徴収する.

上記の市場アルゴリズムにおいて、ISO は各地域の調整用小売価格、すなわち各地域の需要家に対するインセンティブ価格の更新を式(5.43)に従って勾配法に基づいて行っている。これより、ステップ幅 γ_r の値を適切に定めることによって、その最適解を導出することが可能である。加えて、式(5.43)から分かるように、ISO は効用関数の情報を用いずに各地域の調整用小売価格の更新を行っている。以上より、本提案アルゴリズムを用いることによって、ネガワット取引における各需要家に対する最適なインセンティブ価格の導出と、それに基づく最適な電力需給調整が分散的に達成されることが示された。

また、本提案アルゴリズムの擬似コードを以下に示す。

Algorithm 5.1 (pseudocode)

```

1  Initialization
2      Set  $k = 0$ 
3      Set  $\mathbf{\Pi}^k(t) = [\Pi_1^k(t) \cdots \Pi_L^k(t)]^T$ 
4  Repeat
5      for  $i = 1 : L$ 
6           $\pi_i^k \leftarrow \Pi_i^k(t) - \lambda_i^a(t)$                                 % incentive price for consumers
7           $\rho_i^k \leftarrow \arg \max_{\rho_i} U_i(\rho_i|t)$                         % power reduction by consumers
8          Send  $\rho_i^k$  to the ISO
9      end for
10      $[\mathbf{s}_b^k, \boldsymbol{\phi}^k] \leftarrow \arg \min_{\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \sum_{i \in \mathcal{A}} C_i^r(t), \quad \text{s. t. } \mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} = \boldsymbol{\eta}(t) - \boldsymbol{\rho}^k$ 
11      $\boldsymbol{\Lambda}^k(t) \leftarrow \arg \max_{\boldsymbol{\Lambda}} \min_{\mathbf{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \sum_{i \in \mathcal{A}} C_i^r(t) - \boldsymbol{\Lambda}^T \{ \mathbf{s}_b + \bar{\mathbf{B}}\boldsymbol{\phi} - \boldsymbol{\eta}(t) \}$ 
12     if  $\mathbf{\Pi}^k(t) \neq \boldsymbol{\Lambda}^k(t)$ 
13         Update  $\mathbf{\Pi}^{k+1}(t)$                                             % Eq. (5.43)
14     end if
15      $k = k + 1$ 
16 End Repeat

```

5.4 数値シミュレーション検証

本節では、本章で提案したネガワット取引における最適インセンティブ価格決定アルゴリズムの有効性ならびに本取引に基づいて電力需給調整費用最小化が達成されることを数値シミュレーションにより検証する。

5.4.1 シミュレーション条件

前章のシミュレーションと同様に、電力網モデルや各種パラメータに関しては第3章におけるシミュレーション検証で用いたモデルおよびパラメータと同様のものを使用し、また前日市場決定値についても第3章で得られた結果を用いて検証を行った。加えて、本検証で取り扱う各地域の発電誤差を以下の Fig. 5.4 に示す。この図において $s_i^a(t)$ および $s_i^r(t)$ はそれぞれ各地域の供給者所有の発電設備による前日市場決定発電電力量および時間前市場における発電電力量の報告値を表している。従って、本検証の目的は各発電誤差 $\eta_i(t) = s_i^a(t) - s_i^r(t)$, $\forall i \in \mathcal{A}, \forall t \in \mathcal{T}$ を解消するような各地域の需要家に対するインセンティブ価格を導出し、更に導出されたインセンティブ価格を用いて最適な電力需給調整を達成することである。また、本検証において用いた各地域の調整用発電設備

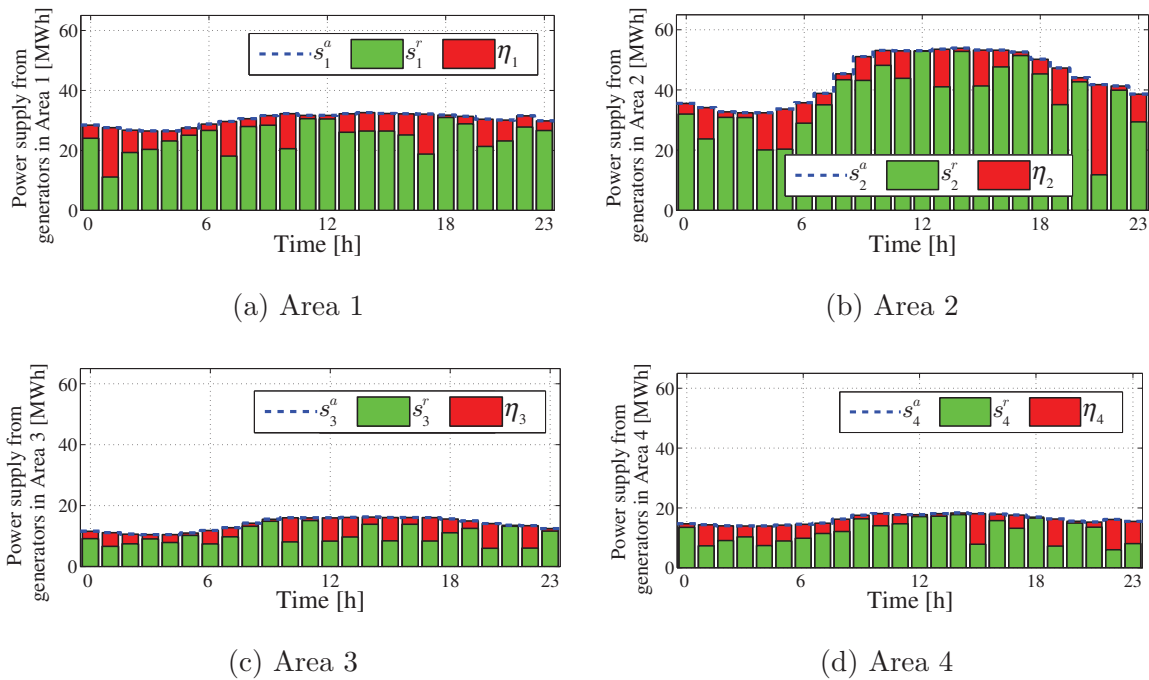


Fig. 5.4 : Errors of power supply from generators in Areas 1-4

の発電費用関数を以下に示す.

$$c_{b_i}(s_{b_i}) = \frac{1}{\mu_b} b_i s_{b_i}^2, \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (5.45)$$

ただし, 上式において μ_b は各地域の大型発電設備の発電電力量に対する調整用発電設備の発電電力量の割合を示すものであり, 本検証においては $\mu_b = 1.0 \times 10^{-2}$ と定めた.

加えて本検証においては, 本章で提案したネガワット取引に基づく電力需給調整手法が調整費用の削減, すなわち電力需給調整後の社会全体の利益の保持に対して有効であることを示すために, 地域間の電力潮流またはネガワット取引による需要家の電力需要量削減を考慮せずに行った電力需給調整による結果との比較を行う. ただし, これらの比較手法における各需要家の電力需要削減量, 調整用発電設備の発電電力量および電圧位相角の調整量はそれぞれ以下のように決定した.

$$[\boldsymbol{\rho}^{\text{PF}}, \boldsymbol{s}_b^{\text{PF}}] = \arg \min_{\boldsymbol{\rho}, \boldsymbol{s}_b} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{\Delta U_i(\rho_i | t) + c_{b_i}(s_{b_i})\}, \quad \text{s. t. } \boldsymbol{\rho} + \boldsymbol{s}_b = \boldsymbol{\eta}(t) \quad (5.46)$$

$$[\boldsymbol{s}_b^{\text{NW}}, \boldsymbol{\phi}^{\text{NW}}] = \arg \min_{\boldsymbol{s}_b, \boldsymbol{\phi}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{c_{b_i}(s_{b_i}) + f_i(\boldsymbol{\theta}_i^a(t) + \boldsymbol{\phi}_i)\}, \quad \text{s. t. } \boldsymbol{s}_b + \bar{\boldsymbol{B}}\boldsymbol{\phi} = \boldsymbol{\eta}(t) \quad (5.47)$$

また, これらの比較手法を用いた際の電力需給調整後の社会全体の利益の総和はそれぞれ次式で与えられる.

Social welfare without power flow :

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i^a(t) - \rho_i^{\text{PF}}(t) | t) - c_i(s_i^r(t)) - c_{l_i}(s_{l_i}^a(t)) - c_{b_i}(s_{b_i}^{\text{PF}}(t)) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i^a(t))\} \quad (5.48)$$

Social welfare without negawatt trading :

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{v_i(d_i^a(t) | t) - c_i(s_i^r(t)) - c_{l_i}(s_{l_i}^a(t)) - c_{b_i}(s_{b_i}^{\text{NW}}(t)) - f_i(\boldsymbol{\theta}_i^a(t) + \boldsymbol{\phi}_i^{\text{NW}}(t))\} \quad (5.49)$$

5.4.2 シミュレーション結果

インセンティブを用いたネガワット取引に基づく最適電力需給調整

本検証において得られたインセンティブ価格および電力需給調整のシミュレーション結果を Figs. 5.5–5.8 に示す. まず Fig. 5.5 は各時刻における各地域の需要家に対するインセンティブ価格を示している. また Figs. 5.6, 5.7 はそれぞれ取引時刻 14:00 [h] の電力需給調整に対する市場取引における各地域の調整用小売価格および調整用卸売価格の収束の様子ならびに同時刻における各市場取引量の収束の様子を示す. ここで Fig. 5.7 に

おける各波線は、費用最小化問題 (5.3), (5.4) の最適解を用いて決定された本市場取引における電力需要削減量, 調整用発電設備の発電電力量および電力潮流調整量の各最適値を表している. そして最後に, Fig. 5.8 は導出されたインセンティブ価格を用いて行われたネガワット取引に基づく各地域の電力需給調整の結果を表している.

結果について考察を行う. Fig. 5.5 より, 本章で提案したインセンティブ価格決定アルゴリズム (Algorithm 5.1) を用いることによって, 各地域の需要家に対するインセンティブ価格が地域別かつ時刻別に決定されていることが分かる. また, Fig. 5.6 より, 提案アルゴリズムに従って価格更新を行うことで, 各地域の調整用小売価格および調整用卸売価格の両価格がともに収束し, 一致している. 加えて, Fig. 5.7 においては, 市場取引を繰り返すことによって, 各市場取引量がその最適値へとそれぞれ収束していることを確認することができる. そして, Fig. 5.8 に示すネガワット取引に基づく電力需給調整の結果と Fig. 5.4 に示した供給者所有の発電設備による発電誤差の結果を比較すると, 各地域, 各時刻における発電電力量の不足分を, 需要家による電力需要量の電力需要削減量 ρ_i と調整用発電設備の発電電力量および電力潮流調整量 $s_{b_i} + \Delta P_i$, $\Delta P_i := -\sum_{j \in \{i, N_i\}} \bar{B}_{ij} \phi_j$, $\forall i \in \mathcal{A}$ によって補っていることが分かる.

以上より, 定理 5.1, 5.3 の妥当性が示され, 更に本章で提案したインセンティブ価格決定手法を用いることによって, ネガワット取引に基づく電力需給調整のための各需要家に対する最適インセンティブ価格の導出と, 需要家と ISO 間の市場取引に基づく最適電力需給調整が達成されることが示された.

社会全体の利益の比較

次に, 本章で提案したネガワット取引に基づく電力需給調整手法が電力需給調整費用の削減に対して有効であること, 更には発電不足を生じた供給者に対して式 (5.20) に従ってペナルティを課すことで, 電力需給調整が市場参加者間で金銭的な過不足なく達成されることに関して検証を行う. Fig. 5.9 は前日市場および各電力需給調整手法を用いた場合における電力需給調整後の社会全体の利益を示している. また, Fig. 5.10 は本章で提案したネガワット取引に基づく電力需給調整において, 式 (5.9) におけるインセンティブ内の α_i に関して異なる値を用いた場合における需要家の利益の結果を表している. そして最後に, Fig. 5.11 に, 式 (5.20) に従って供給者に対してペナルティを課した場合における電力需給調整後の社会全体の利益を表している.

結果について考察を行う. まず Fig. 5.9 において, “Day-ahead” は第 3 章 式 (3.1) で定

義した前日市場における各時刻の社会全体の利益の総和を, “Proposed” は本章 式 (5.21) で定義したネガワット取引に基づいた電力需給調整後の各時刻の社会全体の利益の総和をそれぞれ表している. 加えて, “Without power flow” および “Without negawatt trading” はそれぞれ式 (5.48), (5.49) で表される地域間の電力潮流または需要家の電力需要量削減を考慮せずに行った電力需給調整後の各時刻の社会全体の利益の総和を表している. この結果より, 本章で提案したネガワット取引に基づく電力需給調整手法を用いることによって, 他の調整手法と比べ, 電力需給調整後の社会全体の利益を保持し, 電力網における電力需給調整に関する経済性の向上を達成していることが分かる.

次に, Fig. 5.10 において, “Day-ahead” は前日市場において決定された需要家の利益を表しており, その他の結果はそれぞれ $\pi_i(t) = 0, \forall i \in \mathcal{A}, \forall t \in \mathcal{T}$ として各需要家に対してインセンティブを与えない場合および式 (5.9) における α_i の値を式 (5.16) の等式条件が成立する値 $\alpha_i^*(t)$ または $\alpha_i(t) = 25, \forall i \in \mathcal{A}, \forall t \in \mathcal{T}$ と定めた場合の市場取引後の需要家の利益を表している. この結果より, インセンティブを与えない場合には電力需要量の削減によって, 需要家の電力需給調整後の利益が前日市場の利益と比べて減少しているのに対し, 各地域/各時刻における $\alpha_i(t), i \in \mathcal{A}, t \in \mathcal{T}$ を適切に設定してインセンティブを与えることで, 電力需給調整後の需要家の利益が前日市場決定値に基づいた利益と同額もしくはそれ以上となっていることが分かる.

最後に Fig. 5.11 において, 各結果はそれぞれ “Social welfare” が式 (5.21) で示した電力需給調整後の各時刻の社会全体の利益の総和であり, またその他の結果はそれぞれ式 (5.9) に示す需要家に対するインセンティブおよび式 (5.20) に示す供給者に対するペナルティに関して α_i の値をそれぞれ式 (5.16) の等式条件が成立する値 $\alpha_i^*(t)$ または $\alpha_i(t) = 0, \forall i \in \mathcal{A}, \forall t \in \mathcal{T}$ と設定した場合の式 (5.23) に示した各時刻の電力需給調整後の各市場参加者の利益の総和を表している. この図より, 需要家に対するインセンティブおよび供給者に対するペナルティにおける $\alpha_i(t)$ の値にかかわらず, 電力需給調整後の各市場参加者の利益の総和が, 需給調整後の社会全体の利益と一致している. 従ってこの結果より, 定理 5.2 の妥当性が示された.

以上の結果より, 本章で提案したネガワット取引における最適インセンティブ価格決定手法ならびにそれに基づく電力需給調整手法が電力需給調整費用を削減し, 電力網の経済性向上に対して有効であることが示された. 加えて, 本手法に従って適切に需要家に対するインセンティブならびに供給者に対するペナルティを定めることで, 電力需給調整が市場参加者間で金銭的な過不足なく達成されることが示された.

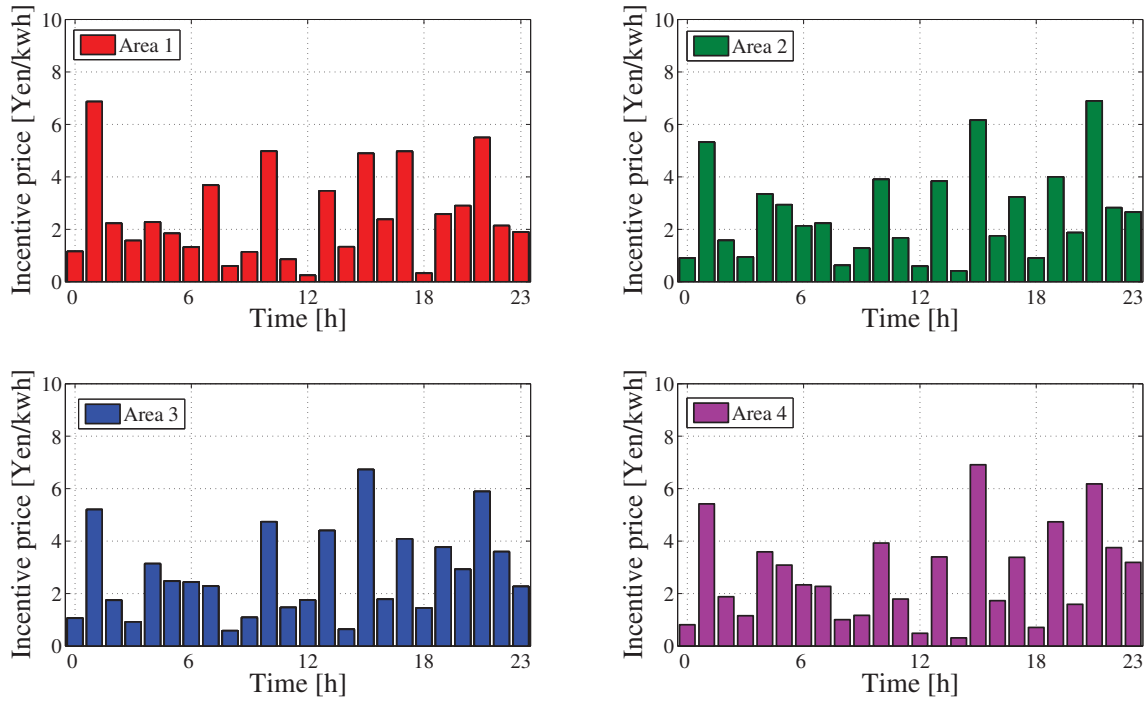


Fig. 5.5 : Hourly incentive prices for consumers in Areas 1-4

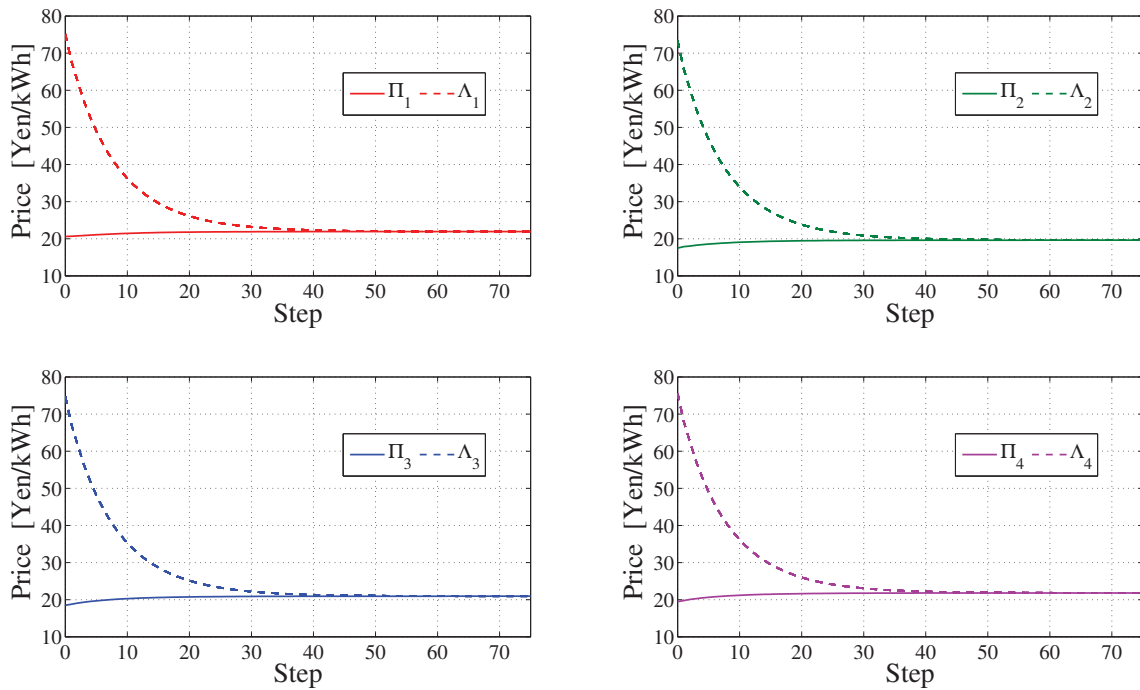
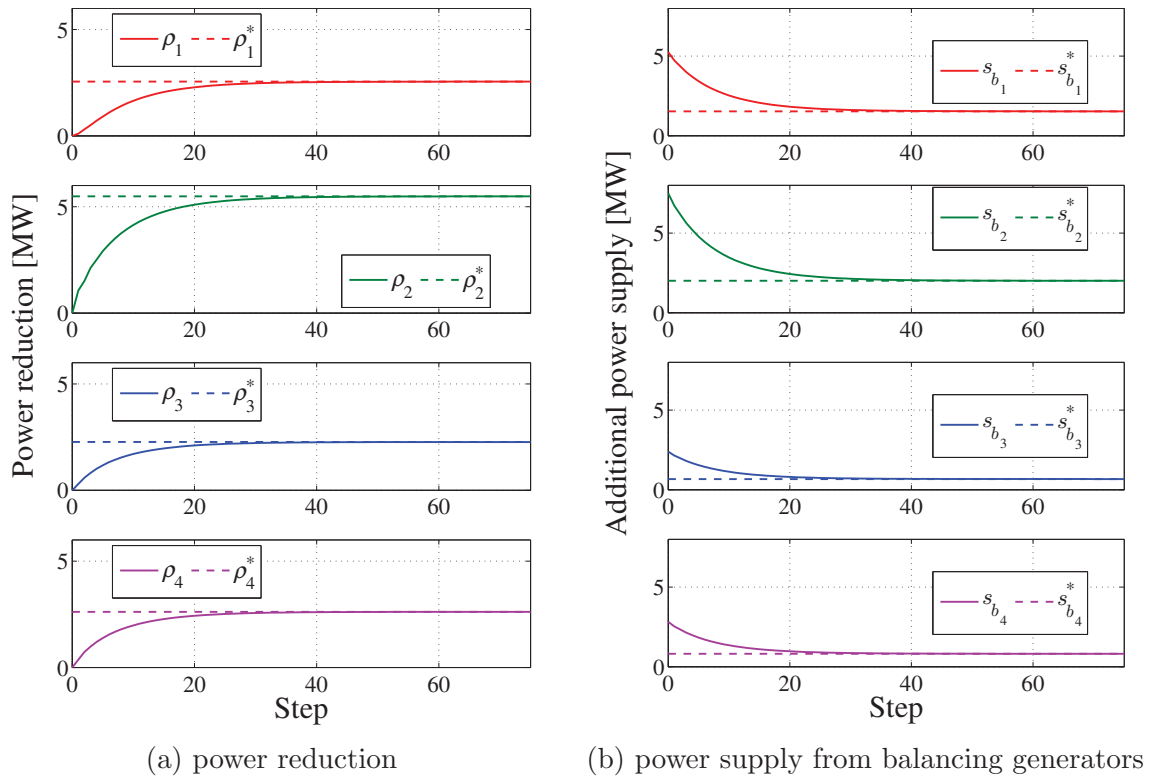
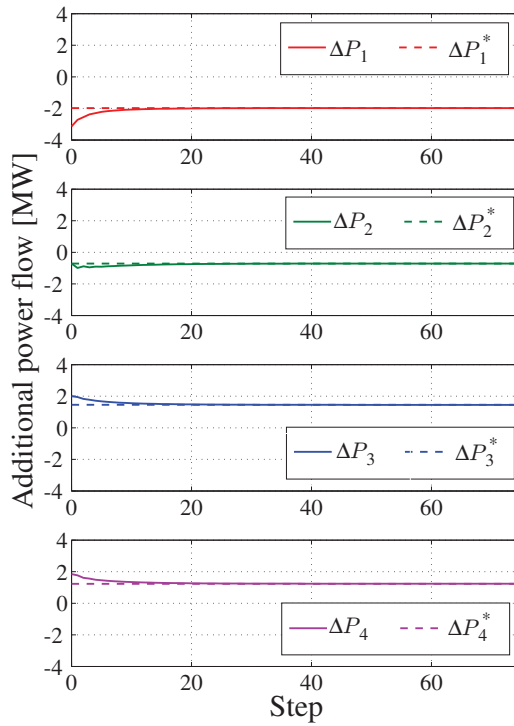


Fig. 5.6 : Convergence of real-time retail/wholesale prices at 14:00[h]



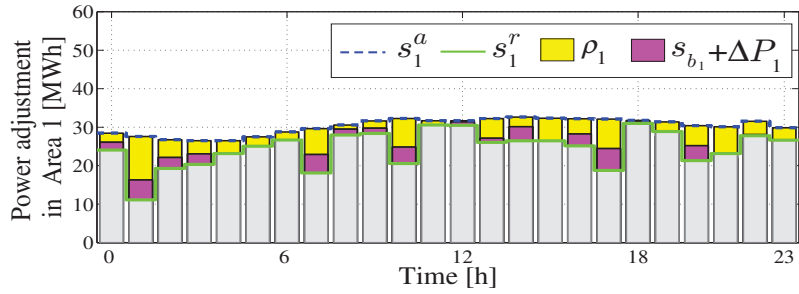
(a) power reduction

(b) power supply from balancing generators

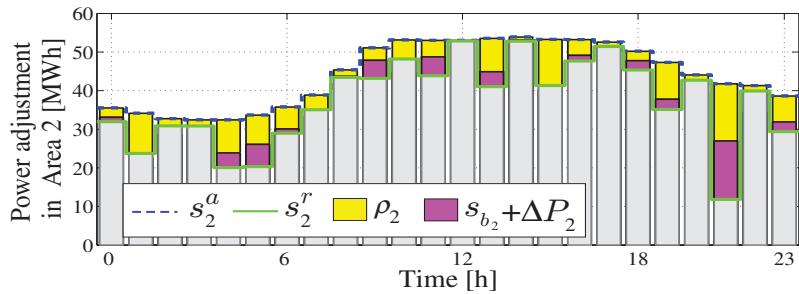


(c) additional power flow

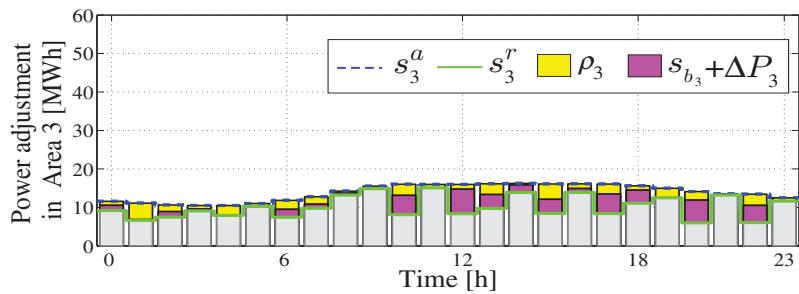
Fig. 5.7 : Results of market trading for power adjustment at 14:00 [h]



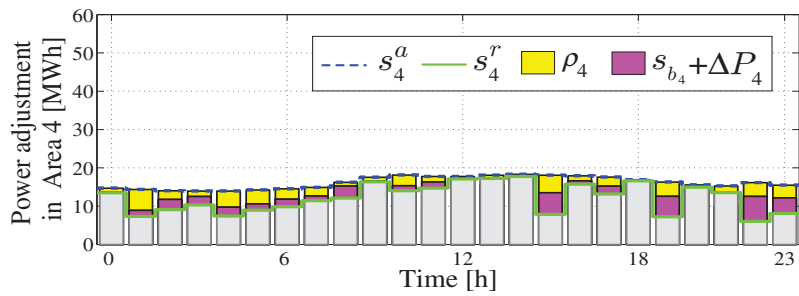
(a) Area 1



(a) Area 2



(a) Area 3



(a) Area 4

Fig. 5.8 : Results of power adjustment using negawatt trading in Areas 1–4

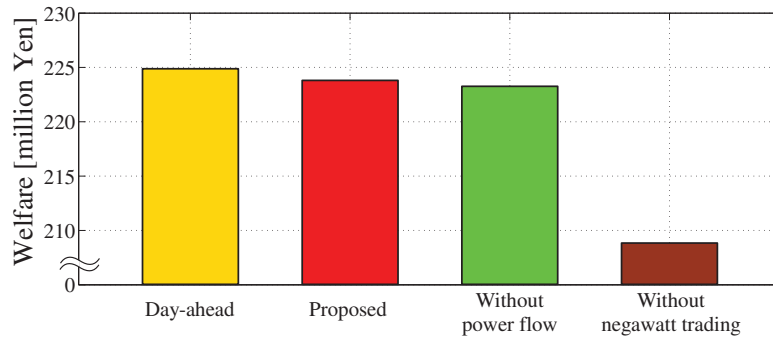


Fig. 5.9 : Results of social welfare with power adjustment in real-time market trading

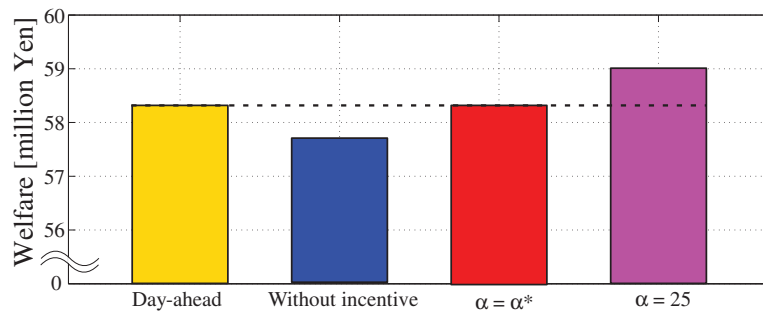


Fig. 5.10 : Results of profits of consumers with different incentive values

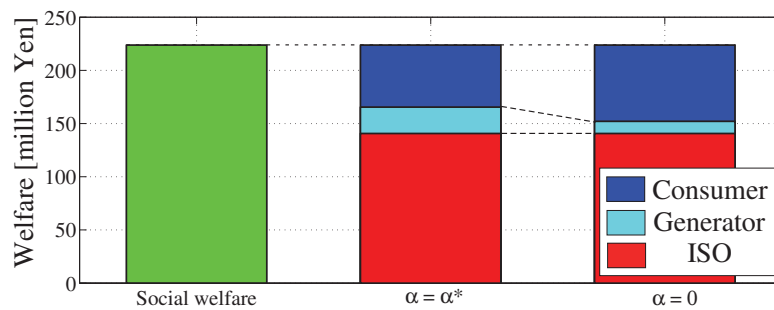


Fig. 5.11 : Results of social welfare of the entire power network and the sum of each market participant's profit

5.5 本章のまとめ

本章では、当日市場の時間前取引におけるネガワット取引に基づいた電力需給調整のための最適インセンティブ価格設計手法を提案した。具体的には、時間前取引の目的である電力需給調整に関して、各需要家の需給調整に対する能動的な参加の誘因と電力需給調整費用の最小化を達成するための、前日市場価格を用いた最適インセンティブ価格設計方法を示した。加えて本章では、上記の電力需給調整を市場参加者間で金銭的な過不足なく達成するための、供給者に対するペナルティ価格設定方法を示した。更に本章では、最適インセンティブ価格を市場取引に基づいて導出するためのインセンティブ価格決定アルゴリズムを提案した。そして最後に数値シミュレーション検証により、本章で提案したネガワット取引における最適インセンティブ価格決定手法ならびにそれに基づく電力需給調整手法が電力需給調整費用を削減し、電力網における電力需給調整に関する経済性の向上に対して有効であることを示した。

第 6 章

蓄電設備の充放電を考慮したネガワット取引に基づく最適電力需給調整

前章では、時間前市場における電力需給調整に対する需要家の能動的な参加と電力需給調整費用最小化を達成するための最適インセンティブ価格設計方法の提案を行った。しかしながら本手法は、供給者所有の発電設備の発電電力量不足に対する電力需給調整のみを考慮しており、発電電力量が前日市場決定値を超過した場合に対処することができないという問題点があった。そこで本章では、電力需給調整の補助を目的とした大容量蓄電設備 (ESS: Energy Storage System) を電力ネットワークに加えることで、発電不足/超過の両問題に対処可能な電力需給調整手法の提案を行う。また蓄電設備の容量制約を考慮して充電電力量および放電電力量を適切に決定するためには、発電電力量の予測値を用いて複数の取引時刻に跨る電力需給調整問題を解く必要がある。そこで本章では、発電予測情報に関する確率的な制約条件に対して凸近似を行うことで、需要家と共にネガワット取引に基づいて電力需給調整費用最小化を達成する手法を提案する。加えて、本問題に関しても需要家の個人情報に関する秘匿性を保持した分散的なインセンティブ価格決定アルゴリズムを提案し、そして最後に数値シミュレーションより、提案手法の有効性を検証する。

6.1 問題設定

6.1.1 蓄電設備の充放電を考慮した電力需給調整

Fig. 6.1 に本章で取り扱う電力需給調整問題の概念図を示す。本章では、前章で扱った電力需給調整問題に加え、各地域に設置された ESS の充電電力量または放電電力量を

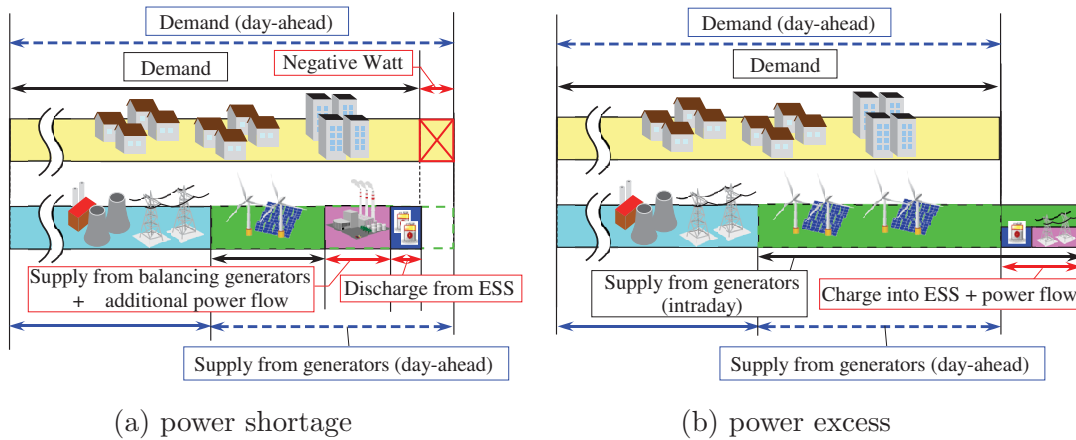


Fig. 6.1 : Power adjustment problem in a real-time market using ESS

考慮することで、(a) 発電量不足、(b) 発電量超過の両問題に対して電力需給調整を行うことを考える。ただし、各地域のESSの管理および充電電力量または放電電力量の決定についてもISOが行うものとする。すなわち、各地域において発電電力量が不足している場合には、ネガワット取引に基づく需要家による電力需要削減量と地域間の電力潮流量を考慮したISOによる調整用発電設備による発電電力量およびESSからの放電電力によって電力需給調整を行い、また発電超過の場合には、地域間の電力潮流および各地域のESSに対する充電電力により電力需給調整を達成する。

一方、前章で議論した需要家に対するインセンティブ価格設計問題においては発電不足に対する電力需給調整のみを考慮していたため、電力需給調整を行う際には常に需要家が参加することが求められていた。しかしながら、発電不足/超過の両問題を同時に扱うためには、インセンティブ価格設計に関して需要家に対して負のインセンティブを提示することを防ぐ必要がある。加えて、各地域のESSの充電電力量または放電電力量の決定は、その容量制約を考慮して適切に行う必要がある。

6.1.2 本章の目的

以上より、本章の目的を次のように定める。各地域のESSの充電電力量または放電電力量を含むネガワット取引に基づいた電力需給調整において、需給調整費用最小化を達成するための需要家に対する最適インセンティブ価格を設計すること、加えて、その最適インセンティブ価格を市場取引に基づいて分散的に導出するためのインセンティブ価格決定アルゴリズムを提案すること。

6.2 蓄電設備の充放電を考慮した最適インセンティブ価格設計

本節では、6.1.2項で述べた本章の目的を達成するために、第5章で扱った電力需給調整問題に加え、ESSによる充電電力量または放電電力量を考慮することで、発電電力量不足/超過の両問題に対処可能な電力需給調整に関する調整費用最小化問題について述べる。更に、本問題に対する需要家の能動的な参加と需要家の電力需要削減を含む調整費用最小化を達成するための最適インセンティブ価格設計方法を示す。

6.2.1 蓄電設備の充放電を考慮した電力需給調整費用最小化問題

前節で述べたように、本章では、各地域の電力需給偏差を需要家の電力需要削減量、地域間電力潮流量を含む調整用発電設備の発電電力量および各地域のESSの充電電力量または放電電力量に適切に分配することで解消する。ここで各地域に設置されたESSにはその蓄電容量に容量制約が存在する。従って、これらのESSを適切に使用するためには当該時刻の電力需給調整に加え、その先の情報に基づいて電力需給調整を行う必要がある。すなわち、本章で取り扱う電力需給調整問題においては、取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ における電力需給調整問題に対して、以下の Fig. 6.2 に示すように未来の発電予測情報を用いることで、複数の取引時刻をまとめて電力需給調整を行うことを考える。

ここで N_p を各時間前市場において取り扱う取引時刻数とし、また t_l を $t_l := t + l$, $l \in \mathcal{N}_p$, $\mathcal{N}_p := \{0, 1, \dots, N_p - 1\}$ と定める。加えて、 $s_{b_i}(t_l)$, $\phi_i(t_l)$ および $p_{b_i}(t_l)$ をそれぞれ取引時刻 t_l , $l \in \mathcal{N}_p$ における各地域の調整用発電設備の発電電力量、各母線の電圧

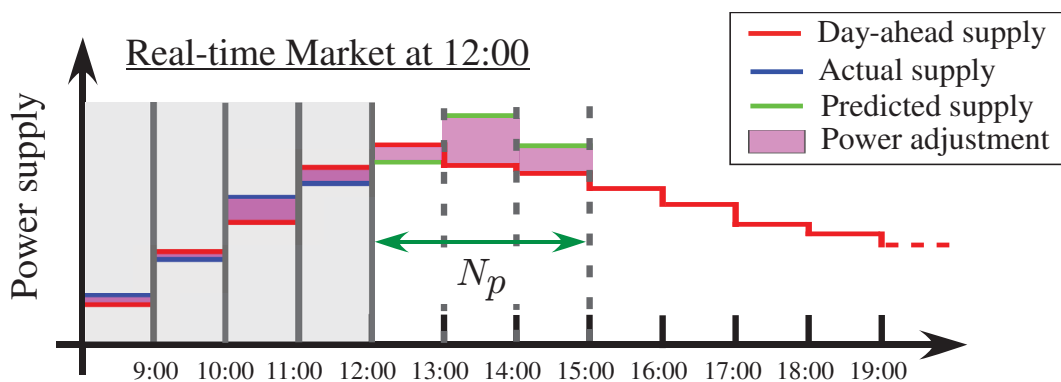


Fig. 6.2 : Real-time power adjustment problem using future predicted power supply information

位相角の前日決定値からの調整量および各地域の ESS の充電電力量または放電電力量とする。ただし充電電力量または放電電力量 $p_{b_i}(t_l)$ に関しては、 $p_{b_i}(t_l) \geq 0$ ならば放電電力量、 $p_{b_i}(t_l) < 0$ ならば充電電力量を表すものとする。この時、各地域の取引時刻 t_l における ESS による充放電を考慮した電力調整費用関数は次式で与えられる。

$$\hat{F}_i(s_{b_i}(t_l), \phi_i(t_l), p_{b_i}(t_l)) := c_{b_i}(s_{b_i}(t_l)) + f_i(\theta_i^a(t_l) + \phi_i(t_l)) + f_{b_i}(p_{b_i}(t_l)) \quad (6.1)$$

ただし前章で定義したように、 $\theta_i^a(t_l) \in \mathbb{R}^{n_i}$ は各地域内に存在する母線の電圧位相角の時刻 t_l における前日市場決定値であり、 $c_{b_i}(\cdot)$, $f_i(\cdot)$ はそれぞれ地域 i における調整用発電設備および電圧位相角調整における費用関数である。加えて本章では、 $f_{b_i}(\cdot)$ を地域 i に設置されている ESS による充放電に関する費用関数として与える。また本章では表記の簡略化のために、以降においては上記の関数 $\hat{F}_i(s_{b_i}(t_l), \phi_i(t_l), p_{b_i}(t_l))$ を $\hat{F}_i(t_l)$ と表記することに留意されたい。

ここで上記の ESS の充放電に関する費用関数 $f_{b_i}(\cdot)$ について以下の仮定を置く。

仮定 6.1. 全ての $i \in \mathcal{A}$ に対して、費用関数 $f_{b_i}(\cdot)$ は $\mathcal{C}^2(-\infty, \infty)$ で厳密に凸であり、原点を頂点とする。

本仮定は、各地域に設置された ESS による充放電において、その充電電力量または放電電力量が増加するに従ってその充放電に関する費用も増加することを表すものである。

また、前章と同様に各地域の需要家の取引時刻 t_l における電力需要削減に伴う効用減少量を $\Delta U_i(\rho_i|t_l)$ として以下のように定める。

$$\Delta U_i(\rho_i|t_l) := v_i(d_i^a(t_l)|t_l) - v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i|t_l), \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall l \in \mathcal{N}_p \quad (6.2)$$

加えて、時刻 t_l , $l \in \mathcal{N}_p$ における需要家の電力需要削減量、調整用発電設備の発電電力量、電圧位相角の調整量および蓄電設備の充電電力量または放電電力量をそれぞれ $\boldsymbol{\rho}(t_l) := [\rho_1(t_l) \cdots \rho_L(t_l)]^T \in \mathbb{R}^L$, $\rho_i(t_l) \geq 0, \forall i \in \mathcal{A}$, $\mathbf{s}_b(t_l) := [s_{b_1}(t_l) \cdots s_{b_L}(t_l)]^T \in \mathbb{R}^L$, $\boldsymbol{\phi}(t_l) := [\phi_1(t_l)^T \cdots \phi_L(t_l)^T]^T \in \mathbb{R}^N$, $\mathbf{p}_b(t_l) := [p_{b_1}(t_l) \cdots p_{b_L}(t_l)]^T \in \mathbb{R}^L$ とする。更にこれらの各変数を時刻 t_0 から時刻 t_{N_p-1} までまとめたベクトルを以下のように定義する。

$$\hat{\boldsymbol{\rho}} := [\boldsymbol{\rho}(t_0)^T \cdots \boldsymbol{\rho}(t_{N_p-1})^T]^T \in \mathbb{R}^{(L \times N_p) \times 1}, \quad \hat{\mathbf{s}}_b := [\mathbf{s}_b(t_0)^T \cdots \mathbf{s}_b(t_{N_p-1})^T]^T \in \mathbb{R}^{(L \times N_p) \times 1}, \\ \hat{\boldsymbol{\phi}} := [\boldsymbol{\phi}(t_0)^T \cdots \boldsymbol{\phi}(t_{N_p-1})^T]^T \in \mathbb{R}^{(N \times N_p) \times 1}, \quad \hat{\mathbf{p}}_b := [\mathbf{p}_b(t_0)^T \cdots \mathbf{p}_b(t_{N_p-1})^T]^T \in \mathbb{R}^{(L \times N_p) \times 1}$$

この時、時刻 $t \in \mathcal{T}$ における電力需給調整のための費用最小化問題は次式で与えられる。

$$\min_{\hat{\rho}, \hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{D}_b} \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{ \Delta U_i(\rho_i | t_l) + \hat{F}_i(t_l) \} \quad (6.3)$$

$$\text{s. t. } \boldsymbol{\rho}(t_l) + \boldsymbol{r}(t_l) = \boldsymbol{\eta}(t_l), \quad \forall l \in \mathcal{N}_p \quad (6.4)$$

$$C_{b_i}(t_{l+1}) = C_{b_i}(t_l) - p_{b_i}(t_l), \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall l \in \mathcal{N}_p \quad (6.5)$$

$$C_{b_i}^{\min} \leq C_{b_i}(t_l) \leq C_{b_i}^{\max}, \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall l \in \{\mathcal{N}_p \setminus 0, N_p\} \quad (6.6)$$

ただし $\boldsymbol{\eta}(t_l) = [\eta_1(t_l) \cdots \eta_L(t_l)]^T \in \mathbb{R}^L$ は取引時刻 t_l , $l \in \mathcal{N}_p$ における各地域の電力需給偏差情報であり, $\boldsymbol{r}(t_l) := \boldsymbol{s}_b(t_l) + \bar{\boldsymbol{B}}\boldsymbol{\phi}(t_l) + \boldsymbol{p}_b(t_l)$ は同時刻における ISO による電力需給調整量である。また $C_{b_i}(t_l)$, $i \in \mathcal{A}$, $l \in \mathcal{N}_p$ は各地域に設定された ESS の時刻 t_l における蓄電量 (残容量), $C_{b_i}^{\min}$, $C_{b_i}^{\max}$ はこれらの ESS の蓄電量に関する下限および上限制約をそれぞれ表している。従って, 制約条件 (6.5) は各地域の ESS の各取引時刻間の蓄電量の変動を, 制約条件 (6.6) はその上下限制約を表している。ここで各 ESS の時刻 t における蓄電量および上下限制約をまとめたベクトル $\boldsymbol{C}_b(t_0) \in \mathbb{R}^L$, $\boldsymbol{C}_b^{\min} \in \mathbb{R}^L$ および $\boldsymbol{C}_b^{\max} \in \mathbb{R}^L$ をそれぞれ以下のように定める。

$$\boldsymbol{C}_b(t_0) := [C_{b_1}(t_0) \cdots C_{b_L}(t_0)]^T, \quad \boldsymbol{C}_b^{\min} := [C_{b_1}^{\min} \cdots C_{b_L}^{\min}]^T, \quad \boldsymbol{C}_b^{\max} := [C_{b_1}^{\max} \cdots C_{b_L}^{\max}]^T$$

この時, 制約条件 (6.5), (6.6) の成立に関して次の系が成り立つ。

系 6.1. 全ての $i \in \mathcal{A}$ および $l \in \mathcal{N}_p$ において制約条件 (6.5) が成り立つと仮定する。この時, 制約条件 (6.6) が全ての $i \in \mathcal{A}$ および $l \in \{\mathcal{N}_p \setminus 0, N_p\}$ に対して成立するための必要十分条件は次式が成り立つことである。

$$\boldsymbol{A}_{C_b} \hat{\boldsymbol{p}}_b \preceq \boldsymbol{b}_{C_b}(t) \quad (6.7)$$

上式において, 記号 \preceq, \succeq はベクトル内の全ての要素に関して不等号が成立することを表しており, また行列 $\boldsymbol{A}_{C_b} \in \mathbb{R}^{(2 \times L \times N_p) \times (L \times N_p)}$ およびベクトル $\boldsymbol{b}_{C_b}(t) \in \mathbb{R}^{(2 \times L \times N_p) \times 1}$ はクロネッカ積を用いてそれぞれ次式で与えられる。

$$\boldsymbol{A}_{C_b} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{D}_L \otimes \boldsymbol{I}_L \\ -\boldsymbol{D}_L \otimes \boldsymbol{I}_L \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{b}_{C_b}(t) := \begin{bmatrix} \mathbf{1}_{N_p} \otimes (\boldsymbol{C}_b(t_0) - \boldsymbol{C}_b^{\min}) \\ \mathbf{1}_{N_p} \otimes (\boldsymbol{C}_b^{\max} - \boldsymbol{C}_b(t_0)) \end{bmatrix} \quad (6.8)$$

ただし, $\boldsymbol{D}_L \in \mathbb{R}^{L \times L}$ は 0 以外の要素が全て 1 の下三角行列, $\boldsymbol{I}_L \in \mathbb{R}^{L \times L}$ は単位行列, $\mathbf{1}_{N_p}$ は要素数 N_p でかつ全ての要素が 1 の行ベクトルである。

Proof. まず十分性から示す。ここで $l = 1, 2, \dots, m$ ($m \in \mathcal{N}_p$) において条件式 (6.5) が成

り立つとすると、時刻 t_{m+1} における各地域の ESS の蓄電量 $C_{b_i}(t_{m+1})$ は以下のように表される。

$$\begin{aligned}
C_{b_i}(t_{m+1}) &= C_{b_i}(t_m) - p_{b_i}(t_m) \\
&= C_{b_i}(t_{m-1}) - p_{b_i}(t_{m-1}) - p_{b_i}(t_m) \\
&\quad \vdots \\
&= C_{b_i}(t_0) - \sum_{q=0}^m p_{b_i}(t_q)
\end{aligned} \tag{6.9}$$

これより、式 (6.9) を $l = m + 1$ における条件式 (6.6) に代入すると次式を得る。

$$\begin{aligned}
C_{b_i}^{\min} \leq C_{b_i}(t_{m+1}) \leq C_{b_i}^{\max} &\Rightarrow C_{b_i}^{\min} \leq C_{b_i}(t_0) - \sum_{q=0}^m p_{b_i}(t_q) \leq C_{b_i}^{\max} \\
&\Rightarrow \begin{cases} \sum_{q=0}^m p_{b_i}(t_q) \leq C_{b_i}(t_0) - C_{b_i}^{\min} \\ -\sum_{q=0}^m p_{b_i}(t_q) \leq C_{b_i}^{\max} - C_{b_i}(t_0) \end{cases}
\end{aligned} \tag{6.10}$$

従って、次式が成り立つ。

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_L & \mathbf{I}_L & \cdots & \mathbf{I}_L \\ -\mathbf{I}_L & -\mathbf{I}_L & \cdots & -\mathbf{I}_L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{p}_b(t_0) \\ \mathbf{p}_b(t_1) \\ \vdots \\ \mathbf{p}_b(t_m) \end{bmatrix} \preceq \begin{bmatrix} \mathbf{C}_b(t_0) - \mathbf{C}_b^{\min} \\ \mathbf{C}_b^{\max} - \mathbf{C}_b(t_0) \end{bmatrix} \tag{6.11}$$

以上より、全ての $m \in \mathcal{N}_p$ に関して式 (6.11) をまとめると次式を得る。

$$\mathbf{A}_{C_b} \hat{\mathbf{p}}_b \preceq \mathbf{b}_{C_b}(t) \tag{6.12}$$

よって、本系の十分性が示された。

次に必要性について示す。ここで全ての $i \in \mathcal{A}$ および $l \in \{\mathcal{N}_p \setminus 0, \mathcal{N}_p\}$ において制約条件 (6.6) が成り立つとする。この時、ESS の下限制約に対して次式を得る。

$$\sum_{q=0}^m \mathbf{p}_b(t_q) \preceq \mathbf{C}_b(t_0) - \mathbf{C}_b^{\min}, \quad \forall m \in \mathcal{N}_p \tag{6.13}$$

ここで上式において、 $\mathbf{p}_b(t_m)$ 、 $\mathbf{C}_b(t_0)$ および \mathbf{C}_b^{\min} はそれぞれ各地域に関して独立であるため、全ての $i \in \mathcal{A}$ に対して次式が成り立つ。

$$\begin{aligned}
\sum_{q=0}^m \mathbf{p}_b(t_q) \preceq \mathbf{C}_b(t_0) - \mathbf{C}_b^{\min} &\Rightarrow \sum_{q=0}^m p_{b_i}(t_q) \leq C_{b_i}(t_0) - C_{b_i}^{\min} \\
&\Rightarrow C_{b_i}^{\min} \leq C_{b_i}(t_0) - \sum_{q=0}^m p_{b_i}(t_q), \quad \forall m \in \mathcal{N}_p
\end{aligned} \tag{6.14}$$

この時, $l = 1, 2, \dots, m$ ($m \in \mathcal{N}_p$) において条件式 (6.5) が成り立つとすると, 式 (6.14) は以下のようなになる.

$$C_{b_i}^{\min} \leq C_{b_i}(t_{m+1}), \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall m \in \mathcal{N}_p \quad (6.15)$$

同様にして各 ESS の上限制約に関して次式を得る.

$$C_{b_i}(t_{m+1}) \leq C_{b_i}^{\max}, \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall m \in \mathcal{N}_p \quad (6.16)$$

従って $l = m + 1$ とすれば, 次式が成り立つ.

$$C_{b_i}^{\min} \leq C_{b_i}(t_l) \leq C_{b_i}^{\max}, \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall l \in \{\mathcal{N}_p \setminus 0, N_p\} \quad (6.17)$$

よって本系の必要性についても示された.

以上より, 全ての $i \in \mathcal{A}$ および $l \in \{\mathcal{N}_p \setminus 0, N_p\}$ において制約条件 (6.6) が成立するための必要十分条件は式 (6.7) で表されることが示された. \square

ここで上記の系 6.1 においては制約条件 (6.5) が全ての $i \in \mathcal{A}$ および $l \in \mathcal{N}_p$ で成り立つことを仮定していた. しかしながら制約条件 (6.5) において, 各地域に設置された ESS の各時刻の蓄電量 $C_i(t_{l+1})$, $i \in \mathcal{A}$ はその初期蓄電量 $C_i(t_0)$ および各時刻の充電電力量または放電電力量 $p_{b_i}(t_l)$ を用いて一意に定めることができる. 従って, 制約条件 (6.6), (6.5) に関して次の系が成り立つ.

系 6.2. 式 (6.7) が成り立つ時, 全ての $i \in \mathcal{A}$ および $l \in \mathcal{N}_p$ において制約条件 (6.5) が成立し, かつ全ての $i \in \mathcal{A}$ および $l \in \{\mathcal{N}_p \setminus 0, N_p\}$ において制約条件 (6.6) が成立する.

Proof. 証明は系 6.1 より明らかである. \square

以上より, 制約条件 (6.5) および (6.6) は式 (6.7) として, 各地域の ESS の充電電力量または放電電力量 \hat{p}_b に関して線形な不等式条件として表されることが示された.

6.2.2 確率的制約条件に対する凸近似

ここで, 本章が取り扱う電力需給調整問題において, 各時刻の電力需給偏差解消に関する等式制約条件 (6.4) の内, 時刻 t_1 以降の発電誤差 $\eta(t_l)$, $l \in \bar{\mathcal{N}}_p$, $\bar{\mathcal{N}}_p := \{\mathcal{N}_p \setminus 0\}$ は未

来の発電予測情報に基づいた値である。従って、このような不確定性を有する情報に基づいた複数時刻に跨る電力需給調整問題において、ESSの運用計画に関して容量制約を考慮して適切な充電電力量ならびに放電電力量を決定するためには、これらの制約条件を確率的な制約条件として扱う必要がある。一方、前章で示したようなインセンティブ価格決定アルゴリズムを用いて調整費用最小化を分散的に達成するためには、費用最小化問題における目的関数および制約条件が共に凸性を有する必要がある。そこで本章では、このような確率的な制約条件に対して、制約条件が成立する確率に制約を与えることで確率的な制約条件に対する凸近似を行う。

ここでまず、 $\Pr\{x\}$ を x が満たされる確率と定義する。この時、本章で扱う電力需給調整問題における確率的な制約条件を以下に示す。

$$\begin{cases} \Pr\{\rho_i(t_l) + r_i(t_l) \geq \eta_i(t_l)\} \geq 1 - \epsilon(t_l), & \text{if } \eta_i(t_l) \geq 0 \\ \Pr\{\rho_i(t_l) + r_i(t_l) \leq \eta_i(t_l)\} \geq 1 - \epsilon(t_l), & \text{if } \eta_i(t_l) < 0 \end{cases}, \forall i \in \mathcal{A}, \forall l \in \bar{\mathcal{N}}_p \quad (6.18)$$

ただし、 $r_i(t_l)$ はベクトル $\mathbf{r}(t_l)$ の i 番目の要素である。上式は、左辺の不等式条件が満たされる確率が $1 - \epsilon(t_l)$ 以上となることを表している。すなわち本章における電力需給調整問題においては、各時刻の発電電力量不足または超過の両問題に関する発電誤差の大きさ $|\eta_i(t_l)|$ が需要家の電力需要削減量を含めた電力需給調整量の大きさ $|\rho_i(t_l) + r_i(t_l)|$ を上回る確率を $\epsilon(t_l)$ 未満とするような制約条件を与える。ただし、式(6.18)に示す上下の二式は同時に起こることはなく、それぞれ独立した事象であることに留意されたい。

次に、式(6.18)に対して凸近似を行うために、各時刻 $t_l, l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ における供給者所有の発電設備による発電誤差 $\boldsymbol{\eta}(t_l)$ の平均および分散をそれぞれ $\bar{\boldsymbol{\eta}}(t_l) := [\bar{\eta}_1(t_l) \cdots \bar{\eta}_L(t_l)]^T \in \mathbb{R}^L, \boldsymbol{\Sigma}(t_l) := [\Sigma_1(t_l) \cdots \Sigma_L(t_l)]^T \in \mathbb{R}^L$ と定義する。この時、 $\eta_i(t_l) \geq 0$ であり、また発電誤差 $\boldsymbol{\eta}(t_l), l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ が確率変数として正規分布に従うとすると次式が成り立つ。

$$\rho_i(t_l) + r_i(t_l) - \eta_i(t_l) \sim \mathcal{N}(\rho_i(t_l) + r_i(t_l) - \bar{\eta}_i(t_l), \Sigma_i(t_l)) \quad (6.19)$$

従って、式(6.18)の左辺に示す不等式条件が満たされる確率は次式で与えられる [91,92].

$$\Pr\{\rho_i(t_l) + r_i(t_l) \geq \eta_i(t_l)\} = \Xi \left(\frac{\rho_i(t_l) + r_i(t_l) - \bar{\eta}_i(t_l)}{\sqrt{\Sigma_i(t_l)}} \right) \quad (6.20)$$

ただし、 $\Xi(\cdot)$ は累積密度関数である。

以上より、 $\eta_i(t_l) \geq 0$ である場合、式(6.18)に示す制約条件に対して凸近似を行った確定的な制約条件は次式で与えられる。

$$\rho_i(t_l) + r_i(t_l) \geq \bar{\eta}_i(t_l) + \Xi^{-1}(1 - \epsilon(t_l))\sqrt{\Sigma_i(t_l)}, \forall i \in \mathcal{A} \quad (6.21)$$

同様に、 $\eta_i(t_l) < 0$ である場合、凸近似された制約条件 (6.18) は以下のようなになる。

$$-\{\rho_i(t_l) + r_i(t_l)\} \geq -\bar{\eta}_i(t_l) + \Xi^{-1}(1 - \epsilon(t_l))\Sigma_i(t_l), \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (6.22)$$

以上まとめると、式 (6.18) に示す制約条件に対する凸近似した確定的な制約条件は次式で与えられる。

$$\omega_i(t_l)\{\rho_i(t_l) + r_i(t_l)\} \geq \omega_i(t_l)\bar{\eta}_i(t_l) + \Xi^{-1}(1 - \epsilon(t_l))\Sigma_i(t_l), \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (6.23)$$

$$\omega_i(t_l) := \begin{cases} 1, & i \in \mathcal{A}_l^+ \\ -1, & i \in \mathcal{A}_l^- \end{cases} \quad (6.24)$$

ただし \mathcal{A}_l^+ および \mathcal{A}_l^- はそれぞれ時刻 t_l , $l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ において、 $\bar{\eta}_i(t_l) \geq 0$ または $\bar{\eta}_i(t_l) < 0$ となる地域番号の集合である。

一方、発電誤差 $\eta(t_l)$, $l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ が正規分布に従わない場合には、凸性を保持し、かつ式 (6.18) に示す制約条件を満たすための十分条件は次式で与えられる [93].

$$\omega_i(t_l)\{\rho_i(t_l) + r_i(t_l)\} \geq \omega_i(t_l)\bar{\eta}_i(t_l) + \sqrt{\frac{1 - \epsilon(t_l)}{\epsilon(t_l)}}\Sigma_i(t_l), \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (6.25)$$

以上より、式 (6.18) で表した確率的な制約条件に対して近似した確定的な制約条件は次式で与えられる。

$$\Omega_l\{\boldsymbol{\rho}(t_l) + \boldsymbol{r}(t_l)\} \succeq \Omega_l\bar{\boldsymbol{\eta}}(t_l) + p(\epsilon(t_l))\boldsymbol{\Sigma}(t_l), \quad \forall l \in \bar{\mathcal{N}}_p \quad (6.26)$$

ただし全ての $l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ に対して各変数を以下のように定める。

$$\begin{aligned} \Omega_l &= \text{diag}\{\omega_1(t_l), \dots, \omega_L(t_l)\} \in \mathbb{R}^{L \times L} \\ p(\epsilon(t_l)) &:= \begin{cases} \Xi^{-1}(1 - \epsilon(t_l)) & \text{if } \boldsymbol{\eta}(t_l) \sim \mathcal{N}(\bar{\boldsymbol{\eta}}(t_l)\boldsymbol{\Sigma}(t_l)) \\ \sqrt{\frac{1 - \epsilon(t_l)}{\epsilon(t_l)}} & \text{otherwise} \end{cases} \end{aligned}$$

6.2.3 蓄電設備の充放電を考慮した最適インセンティブ価格設計

次に本項では、ESS の充放電を考慮した電力需給調整費用最小化をネガワット取引に基づいて需要家と共に分散的に達成するための、需要家に対する最適インセンティブ価格設計方法について述べる。ここで本章 6.2.2 項および 6.2.3 項より、本章で取り扱う ESS の充電電力量または放電電力量を考慮した電力需給調整費用最小化問題 (6.3)–(6.6)

は次式のように書き換えられる.

$$\min_{\hat{\rho}, \hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{p}_b} \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{ \Delta U_i(\rho_i | t_l) + \hat{F}_i(t_l) \} \quad (6.27)$$

$$\text{s. t. } \boldsymbol{\rho}(t_0) + \boldsymbol{r}(t_0) = \boldsymbol{\eta}(t_0) \quad (6.28)$$

$$\boldsymbol{\Omega}_l \{ \boldsymbol{\rho}(t_l) + \boldsymbol{r}(t_l) \} \succeq \boldsymbol{\Omega}_l \bar{\boldsymbol{\eta}}(t_l) + p(\epsilon(t_l)) \boldsymbol{\Sigma}(t_l), \forall l \in \bar{\mathcal{N}}_p \quad (6.29)$$

$$\mathbf{A}_{C_b} \hat{\boldsymbol{p}}_b \preceq \mathbf{b}_{C_b}(t) \quad (6.30)$$

またここで, 上記の需給調整費用最小化問題に対する部分的なラグランジュ双対関数を以下のように定める.

$$\begin{aligned} & \hat{\mathcal{L}}_r(\hat{\rho}, \hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{p}_b, \hat{\Pi}(t), \hat{\Pi}) \\ &= \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \sum_{i \in \mathcal{A}} \{ \Delta U_i(\rho_i | t_l) + \hat{F}_i(t_l) \} - \hat{\Pi}(t)^\top \{ \boldsymbol{\rho}(t_0) + \boldsymbol{r}(t_0) - \boldsymbol{\eta}(t_0) \} \\ & \quad - \sum_{l \in \bar{\mathcal{N}}_p} \hat{\Pi}(t_l)^\top [\boldsymbol{\Omega}_l \{ \boldsymbol{\rho}(t_l) + \boldsymbol{r}(t_l) - \bar{\boldsymbol{\eta}}(t_l) \} - p(\epsilon(t_l)) \boldsymbol{\Sigma}(t_l)] \end{aligned} \quad (6.31)$$

上式において $\hat{\Pi}(t) = [\hat{\Pi}_1(t_0) \cdots \hat{\Pi}_L(t_0)]^\top \in \mathbb{R}^L$ および $\hat{\Pi} = [\hat{\Pi}(t_1)^\top \cdots \hat{\Pi}(t_{N_p-1})^\top]^\top \in \mathbb{R}^{L \times (N_p-1)}$, $\hat{\Pi}(t_l) := [\hat{\Pi}_1(t_l) \cdots \hat{\Pi}_L(t_l)]^\top \in \mathbb{R}^L$, $\forall l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ はそれぞれ制約条件 (6.28) および (6.29) のラグランジュ乗数である. この時, 需給調整費用最小化問題 (6.27)–(6.30) に対する双対問題は以下のように表される.

$$\max_{\hat{\Pi}(t), \hat{\Pi} \succeq \mathbf{0}} \min_{\hat{\rho}, \hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{p}_b} \hat{\mathcal{L}}_r(\hat{\rho}, \hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{p}_b, \hat{\Pi}(t), \hat{\Pi}) \quad (6.32)$$

$$\text{s. t. } \mathbf{A}_{C_b} \hat{\boldsymbol{p}}_b \preceq \mathbf{b}_{C_b}(t) \quad (6.33)$$

ここで双対問題 (6.32) における最適なラグランジュ乗数を $\hat{\Pi}^*(t) \in \mathbb{R}^L$ および $\hat{\Pi}^* \in \mathbb{R}^{L \times (N_p-1)}$ と定める. またその各要素に関しても最適解を $\hat{\Pi}_i^*(t_l)$, $\forall i \in \mathcal{A}$, $\forall l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ とし表す. この時, 本章における ESS による充電電力量または放電電力量を考慮したネガワット取引に基づく最適電力需給調整のためのインセンティブ価格設計問題に関して以下の定理が成り立つ.

定理 6.1. 仮定 2.1, 2.3, 2.4, 3.2, 5.1, 6.1 が成り立つとする. また, 取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ に関する時間前取引において, 需要家 $i \in \mathcal{A}$ に対する取引時刻 $t_l, l \in \mathcal{N}_p$ におけるインセンティブ価格 $\hat{\pi}_i(t_l)$ および需要削減関数 $\hat{q}_i(\rho_i(t_l))$ をそれぞれ次式で与える.

$$\hat{\pi}_i(t_l) = \begin{cases} \max \left\{ 0, \hat{\Pi}_i^*(t_l) - \lambda_i^a(t_l) \right\} & l = 0 \text{ or } i \in \mathcal{A}_l^+, l \in \bar{\mathcal{N}}_p \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (6.34)$$

$$\hat{q}_i(\rho_i(t_l)) = \rho_i(t_l) + \alpha_i(t_l), \quad \forall i \in \mathcal{A}, \forall l \in \mathcal{N}_p \quad (6.35)$$

ただし, $\lambda_i^a(t_l)$ は前日市場において決定された各地域の取引時刻 $t_l, l \in \mathcal{N}_p$ における電力価格であり, $\alpha_i(t_l)$ は同取引時刻の電力需要削減量 $\rho_i(t_l)$ に依存しない値とする.

この時, 式 (5.1) に従って各地域の需要家が利己的に決定した電力需要削減量 $\rho_i(t_l)$ は, 各地域の ESS の充放電を考慮した電力調整費用最小化問題 (6.27)–(6.30) における最適な電力需要削減量 $\rho_i^*(t_l)$ と一致する.

Proof. まず本定理を市場取引の観点から議論する. 各地域の需要家が式 (6.35) に示す非負のインセンティブ価格 $\hat{\pi}_i(t_l) = \hat{\Pi}_i^*(t_l) - \lambda_i^a(t_l)$ および関数 $\hat{q}_i(\rho_i(t_l))$ を用いて電力需要削減量に対するインセンティブを与えられた場合, 式 (5.1) に従って決定された各地域の需要家の電力需要削減量は次式で表される.

$$\begin{aligned} \rho_i(t_l) &= \arg \max_{\rho_i \geq 0} v_i (d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) - \lambda_i^a(t_l) \{d_i^a(t_l) - \rho_i\} + \hat{\pi}_i(t_l) \hat{q}_i(\rho_i) \\ &= \arg \max_{\rho_i \geq 0} v_i (d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) + \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i - \lambda_i^a(t_l) d_i^a(t_l) + \left\{ \hat{\Pi}_i^*(t_l) - \lambda_i^a(t_l) \right\} \alpha_i(t_l) \\ &= \arg \max_{\rho_i \geq 0} v_i (d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) + \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i \end{aligned} \quad (6.36)$$

一方, インセンティブ価格 $\hat{\pi}_i(t_l)$ が $\hat{\pi}_i(t_l) = 0$ である時, 各需要家の電力需要削減量 $\rho_i(t_l)$ は以下のように表される.

$$\rho_i(t_l) = \arg \max_{\rho_i \geq 0} v_i (d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) - \lambda_i^a(t_l) \{d_i^a(t_l) - \rho_i\} \quad (6.37)$$

ここで, 第3章で述べたように, 前日市場で決定された各取引時刻における電力需要量 $d_i^a(t_l)$ は前日市場において決定された同時刻の電力価格 $\lambda_i^a(t_l)$ に対して需要家の利益関数を最大化する電力需要量である. これより, 次式が成り立つ.

$$d_i^a(t_l) := \arg \max_{d_i} v_i(d_i | t_l) - \lambda_i^a(t_l) d_i, \quad \forall i \in \mathcal{A}, \forall l \in \mathcal{N}_p \quad (6.38)$$

従って、これらの前日市場決定値 $d_i^a(t_l)$, $\lambda_i^a(t_l)$ に関して次の不等式を得る.

$$v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) - \lambda_i^a(t_l) \{d_i^a(t_l) - \rho_i\} \leq v_i(d_i^a(t_l) | t_l) - \lambda_i^a(t_l) d_i^a(t_l), \quad \forall \rho_i \quad (6.39)$$

以上の式 (6.37) および (6.39) より、需要家の電力需要削減量は $\rho_i(t_l) = 0$ となる.

次に本定理に関して最適化問題の観点から議論を行う. ここで本定理内に示した各仮定より、最適化問題 (6.27)–(6.30) は線形制約条件を有する凸最適化問題である. 従って本最適化問題とその双対問題 (6.32), (6.33) の間には強双対性が成り立つ. この時、双対問題 (6.32), (6.33) における最適なラグランジュ双対変数 $\hat{\Pi}^*(t)$, $\hat{\Pi}^*$ を用いると、鞍点定理より次の不等式が成り立つ.

$$\hat{\mathcal{L}}_r(\hat{\rho}^*, \hat{s}_b^*, \hat{\phi}^*, \hat{p}_b^*, \hat{\Pi}^*(t), \hat{\Pi}^*) \leq \hat{\mathcal{L}}_r(\hat{\rho}, \hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{p}_b, \hat{\Pi}^*(t), \hat{\Pi}^*) \quad (6.40)$$

ただし $\hat{\rho}^*$, \hat{s}_b^* , $\hat{\phi}^*$ および \hat{p}_b^* はそれぞれ最適化問題 (6.27)–(6.30) の最適解である.

ここで $\rho_i(t_l)$, $i \in \mathcal{A}$, $l \in \mathcal{N}_p$ は式 (6.31) に示すラグランジュ双対関数 $\hat{\mathcal{L}}_r(\cdot)$ において、 $\rho_j(t_k)$, $j \in \{\mathcal{A} \setminus i\}$, $k \in \{\mathcal{N}_p \setminus l\}$ を含む他の決定変数に関して独立である. 従って、双対分解を用いることにより、最適解 $\rho_i^*(t_l)$, $i \in \mathcal{A}$, $l \in \mathcal{N}_p$ に関して次式が成り立つ.

$$\rho_i^*(t_l) = \begin{cases} \arg \min_{\rho_i \geq 0} \Delta U_i(\rho_i | t) - \hat{\Pi}_i^*(t) \rho_i & i \in \mathcal{A}, l = 0 \\ \arg \min_{\rho_i \geq 0} \Delta U_i(\rho_i | t_l) - \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i & i \in \mathcal{A}_l^+, l \in \bar{\mathcal{N}}_p \\ \arg \min_{\rho_i \geq 0} \Delta U_i(\rho_i | t_l) + \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i & \text{otherwise} \end{cases} \quad (6.41)$$

ここで本章 6.2.1 項で定義したように $t = t_0$ であるため、式 (6.41) の右辺に示す上の二式はまとめることが可能である. この時、式 (6.2) より、最適解 $\rho_i^*(t_l)$, $i \in \mathcal{A}$, $l = 0$ または $i \in \mathcal{A}_l^+$, $l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ は以下のようなになる.

$$\begin{aligned} \rho_i^*(t_l) &= \arg \min_{\rho_i \geq 0} \Delta U_i(\rho_i | t_l) - \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i \\ &= \arg \min_{\rho_i \geq 0} v_i(d_i^a(t_l) | t_l) - v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) - \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i \\ &= \arg \max_{\rho_i \geq 0} v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) + \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i \end{aligned} \quad (6.42)$$

従って上式の右辺は式 (6.36) の右辺と一致する.

一方、式 (6.42) の右辺を書き換えると次式を得る.

$$\begin{aligned} \rho_i^*(t_l) &= \arg \max_{\rho_i \geq 0} v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) + \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i \\ &= \arg \max_{\rho_i \geq 0} v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) + \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i - \lambda_i^a(t_l) \{d_i^a(t_l) - \rho_i + \rho_i\} \\ &= \arg \max_{\rho_i \geq 0} v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) - \lambda_i^a(t_l) \{d_i^a(t_l) - \rho_i\} + \{\hat{\Pi}_i^*(t_l) - \lambda_i^a(t_l)\} \rho_i \end{aligned} \quad (6.43)$$

ここで上式の右辺第1, 2項は第3章で述べた需要家の前日市場において決定された時刻 t_l における利益を表しており, 式(6.39)に示すように $\rho_i = 0$ において最大化される. 一方で右辺第3項は $\hat{\Pi}_i^*(t_l) - \lambda_i^a(t_l) < 0$ である時, いかなる $\rho_i (\geq 0)$ に対しても非正である. 以上より, $\hat{\Pi}_i^*(t_l) - \lambda_i^a(t_l) < 0$ であるならば最適解は $\rho_i^*(t_l) = 0$ となる.

最後に式(6.41)の右辺に示す上から三式目の場合についてであるが, この時, 最適解 $\rho_i^*(t_l)$, $i \in \mathcal{A}_l^-$, $l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ は以下のようなになる.

$$\begin{aligned} \rho_i^*(t_l) &= \arg \min_{\rho_i \geq 0} \Delta U_i(\rho_i | t_l) + \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i \\ &= \arg \max_{\rho_i \geq 0} v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) - \hat{\Pi}_i^*(t_l) \rho_i \end{aligned} \quad (6.44)$$

ここで仮定2.1で述べたように効用関数 $v_i(\cdot)$ は単調増加であるため, いかなる $\rho_i (\geq 0)$ に対しても $v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i | t_l) \leq v_i(d_i^a(t_l) | t_l)$ が成り立つ. また $\hat{\Pi}_i^*(t_l)$, $l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ は不等式制約条件に対するラグランジュ双対変数であるため非負である. 従って, 全ての $i \in \mathcal{A}_l^-$ および $l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ において $\rho_i^*(t_l) = 0$ となる.

以上より, 式(6.34)に示すインセンティブ価格を用いることで, 各地域の需要家が利己的に決定した電力需要削減量は全ての場合においてESSの充放電を考慮した電力調整費用最小化問題(6.27)–(6.30)の最適解と一致する. \square

上記の定理6.1より, 本章で扱うESSの充放電を考慮した電力需給調整費用最小化問題に対する最適なインセンティブ価格が, 双対問題(6.32), (6.33)の最適なラグランジュ乗数を用いて表されることが示された.

6.3 蓄電設備の充放電を考慮した分散型最適インセンティブ価格決定

前節では, ESSの充放電を考慮した電力需給調整費用最小化を達成するための需要家に対するインセンティブ価格設計方法についての議論を行った. しかしながら, 第3章ならびに第5章で述べたように, 市場管理者であるISOは各地域の需要家の効用関数 $v_i(\cdot | t_l)$ について未知であるため, 双対問題(6.32), (6.33)を直接解くことができない. そこで本節では, ネガワット取引における最適インセンティブ価格設計のための最適解 $\hat{\Pi}^*(t)$ および $\hat{\Pi}^*$ を需要家とISO間の市場取引によって分散的に導出する動的インセンティブ価格決定アルゴリズムの提案を行う.

ここで前章と同様に、時刻 $t \in \mathcal{T}$ に関する時間前取引市場において、各地域の需要家の電力需要削減量が $\bar{\rho}(t_l) = [\bar{\rho}_1(t_l) \cdots \bar{\rho}_L(t_l)]^T, \forall l \in \mathcal{N}_p$ である場合を考える。この時、ISO は各地域の調整用発電設備の発電電力量 $\bar{\hat{s}}_b \in \mathbb{R}^{(L \times N_p) \times 1}$ 、電圧位相角調整量 $\bar{\hat{\phi}} \in \mathbb{R}^{(N \times N_p) \times 1}$ および ESS の充電電力量または放電電力量 $\bar{\hat{p}}_b \in \mathbb{R}^{(L \times N_p) \times 1}$ を次式の費用最小化問題に従って決定する。

$$\left[\bar{\hat{s}}_b, \bar{\hat{\phi}}, \bar{\hat{p}}_b \right] = \arg \min_{\hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{p}_b} \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \sum_{i \in \mathcal{A}} \hat{F}_i(t_l) \quad (6.45)$$

$$\text{s. t. } \mathbf{r}(t_0) + \bar{\rho}(t_0) = \boldsymbol{\eta}(t_0) \quad (6.46)$$

$$\boldsymbol{\Omega}_l \{ \mathbf{r}(t_l) + \bar{\rho}(t_l) \} \succeq \boldsymbol{\Omega}_l \bar{\boldsymbol{\eta}}(t_l) + p(\epsilon(t_l)) \boldsymbol{\Sigma}(t_l), l \in \bar{\mathcal{N}}_p \quad (6.47)$$

$$\mathbf{A}_{C_b} \hat{\mathbf{p}}_b \preceq \mathbf{b}_{C_b}(t) \quad (6.48)$$

ただし上記の費用最小化問題において、不等式条件 (6.48) には複数の取引時刻に跨る制約が含まれているため、ISO はこの制約条件を満たす最適値を導出するために、各取引時刻に関する変数を個別に求めるのではなく、予測区間幅 N_p における全ての変数についてまとめて最適化を行う必要がある。

また上記の最適化問題に対し、制約条件 (6.46), (6.47) のラグランジュ乗数をそれぞれ $\hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t) = [\hat{\Lambda}_1(t_0) \cdots \hat{\Lambda}_L(t_0)]^T \in \mathbb{R}^L, \hat{\boldsymbol{\Lambda}} = [\hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t_1)^T \cdots \hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t_{N_p-1})^T]^T \in \mathbb{R}^{(L \times (N_p-1))}$, $\hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t_l) := [\hat{\Lambda}_1(t_l) \cdots \hat{\Lambda}_L(t_l)]^T \in \mathbb{R}^L, \forall l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ と定める。更に $\bar{\boldsymbol{\rho}} = [\bar{\rho}(t_0)^T \cdots \bar{\rho}(t_{N_p-1})^T]^T \in \mathbb{R}^{(L \times N_p)}$ として、ラグランジュ双対関数 $\bar{\mathcal{L}}_r(\cdot)$ を以下のように定める。

$$\begin{aligned} & \bar{\mathcal{L}}_r(\hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{p}_b, \hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t), \hat{\boldsymbol{\Lambda}} | \bar{\boldsymbol{\rho}}) \\ &= \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \sum_{i \in \mathcal{A}} \hat{F}_i(t_l) - \hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t)^T \{ \mathbf{r}(t_0) - \boldsymbol{\eta}(t_0) - \bar{\rho}(t_0) \} \\ & \quad - \sum_{l \in \bar{\mathcal{N}}_p} \hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t_l)^T [\boldsymbol{\Omega}_l \{ \mathbf{r}(t_l) - \bar{\boldsymbol{\eta}}(t_l) - \bar{\rho}(t_l) \} - p(\epsilon(t_l)) \boldsymbol{\Sigma}(t_l)] \end{aligned} \quad (6.49)$$

この時、最適化問題 (6.45)–(6.48) に対する双対問題は以下のように表される。

$$\max_{\hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t), \hat{\boldsymbol{\Lambda}} \succeq 0} \min_{\hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{p}_b} \bar{\mathcal{L}}_r(\hat{s}_b, \hat{\phi}, \hat{p}_b, \hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t), \hat{\boldsymbol{\Lambda}} | \bar{\boldsymbol{\rho}}) \quad (6.50)$$

$$\text{s. t. } \mathbf{A}_{C_b} \hat{\mathbf{p}}_b \preceq \mathbf{b}_{C_b}(t) \quad (6.51)$$

ここで上記の双対問題 (6.50), (6.51) における最適なラグランジュ乗数を $\hat{\boldsymbol{\Lambda}}^*(t), \hat{\boldsymbol{\Lambda}}^*$ とし、またその各要素を $\hat{\Lambda}_i^*(t_l), \forall i \in \mathcal{A}, \forall l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ する。この時、本章で扱うネガワット取引に基づいた分散型当日電力需給調整問題に関して以下の定理が成り立つ。

定理 6.2. 仮定 2.1, 2.3, 2.4, 3.2, 5.1, 6.1 が成り立つとする. この時, ISO が費用最小化問題 (6.45)–(6.48) に従って決定した各地域の調整用発電設備の発電電力量 $\bar{\mathbf{s}}_b$, 母線の電圧位相角調整量 $\bar{\phi}$ および蓄電設備の充電電力量または放電電力量 $\bar{\mathbf{p}}_b$ が, 時間前市場取引における需給調整費用最小化問題 (6.27)–(6.30) の最適解 $[\hat{\mathbf{s}}_b^*, \hat{\phi}^*, \hat{\mathbf{p}}_b^*]$ とそれぞれ一致するための必要十分条件は, $\hat{\Lambda}^*(t) = \hat{\Pi}^*(t)$ かつ $\hat{\Lambda}^* = \hat{\Pi}^*$ である.

Proof. 証明の流れについては前章に示した定理 5.2 と同様である.

まず定理 6.1 の証明内でも述べたように, 本定理内に示した各仮定より, 本章で扱う ESS の充放電を考慮した電力需給調整費用最小化問題 (6.27)–(6.30) とその双対問題 (6.32), (6.33) の間には強双対性が成り立つ. 従って鞍点定理より, 費用最小化問題 (6.27)–(6.30) の最適解 $[\hat{\rho}^*, \hat{\mathbf{s}}_b^*, \hat{\phi}^*, \hat{\mathbf{p}}_b^*]$ に関して次式が成り立つ.

$$[\hat{\rho}^*, \hat{\mathbf{s}}_b^*, \hat{\phi}^*, \hat{\mathbf{p}}_b^*] = \arg \min_{\hat{\rho}, \hat{\mathbf{s}}_b, \hat{\phi}, \hat{\mathbf{p}}_b} \hat{\mathcal{L}}_r(\hat{\rho}, \hat{\mathbf{s}}_b, \hat{\phi}, \hat{\mathbf{p}}_b, \hat{\Pi}^*(t), \hat{\Pi}^*) \quad (6.52)$$

$$\text{s. t.} \quad \mathbf{A}_{C_b} \hat{\mathbf{p}}_b \preceq \mathbf{b}_{C_b}(t) \quad (6.53)$$

また式 (6.31) に示すラグランジュ関数 $\hat{\mathcal{L}}_r(\cdot)$ は各最適化変数 $\hat{\rho}$, $\hat{\mathbf{s}}_b$, $\hat{\phi}$ および $\hat{\mathbf{p}}_b$ に関して独立であるため, 式 (6.52) に対して双対分解を用いると次式を得る.

$$[\hat{\mathbf{s}}_b^*, \hat{\phi}^*, \hat{\mathbf{p}}_b^*] = \arg \min_{\hat{\mathbf{s}}_b, \hat{\phi}, \hat{\mathbf{p}}_b} \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \left\{ \sum_{i \in \mathcal{A}} \hat{F}_i(t_l) - \hat{\Pi}^*(t_l)^T \boldsymbol{\Omega}_l \mathbf{r}(t_l) \right\} \quad (6.54)$$

$$\text{s. t.} \quad \mathbf{A}_{C_b} \hat{\mathbf{p}}_b \preceq \mathbf{b}_{C_b}(t) \quad (6.55)$$

ただし $\boldsymbol{\Omega}_0 = \mathbf{I}_L$ である.

同様に, 仮定 2.3, 2.4, 3.2, 5.1, 6.1 より, ISO が考慮する調整費用最小化問題 (6.45)–(6.48) とその双対問題 (6.50), (6.51) には強双対性が成り立つ. 従って上記の問題と同様に, 鞍点定理より双対関数 $\bar{\mathcal{L}}_r(\cdot)$ に関して次式の不等式条件が成り立つ.

$$\bar{\mathcal{L}}_r(\bar{\mathbf{s}}_b, \bar{\phi}, \bar{\mathbf{p}}_b, \hat{\Lambda}^*(t), \hat{\Lambda}^* | \bar{\rho}) \leq \bar{\mathcal{L}}_r(\hat{\mathbf{s}}_b, \hat{\phi}, \hat{\mathbf{p}}_b, \hat{\Lambda}^*(t), \hat{\Lambda}^* | \bar{\rho}) \quad (6.56)$$

従って, 次式を得る.

$$[\bar{\mathbf{s}}_b, \bar{\phi}, \bar{\mathbf{p}}_b] = \arg \min_{\hat{\mathbf{s}}_b, \hat{\phi}, \hat{\mathbf{p}}_b} \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \left\{ \sum_{i \in \mathcal{A}} \hat{F}_i(t_l) - \hat{\Lambda}^*(t_l)^T \boldsymbol{\Omega}_l \mathbf{r}(t_l) \right\} \quad (6.57)$$

$$\text{s. t.} \quad \mathbf{A}_{C_b} \hat{\mathbf{p}}_b \preceq \mathbf{b}_{C_b}(t) \quad (6.58)$$

ここで式 (6.55) および式 (6.58) を比べると、これらの二つの式が一致するための十分条件は以下のようになる。

$$[\hat{s}_b^*, \hat{\phi}^*, \hat{p}_b^*] = [\bar{s}_b, \bar{\phi}, \bar{p}_b] \Leftrightarrow \hat{\Lambda}^*(t_l) = \hat{\Pi}^*(t_l), \quad \forall l \in \mathcal{N}_p \quad (6.59)$$

また本定理内に示した各仮定より、本章で扱う最適化問題の最適解およびその双対問題の最適な双対変数はそれぞれ唯一である。従って、 $t_0 = t$ であり、また $\hat{\Pi}$ および $\hat{\Lambda}$ の定義より、条件式 (6.59) は以下のようになる。

$$[\hat{s}_b^*, \hat{\phi}^*, \hat{p}_b^*] = [\bar{s}_b, \bar{\phi}, \bar{p}_b] \Leftrightarrow \hat{\Lambda}^*(t) = \hat{\Pi}^*(t), \quad \hat{\Lambda}^* = \hat{\Pi}^* \quad (6.60)$$

□

上記の定理 6.2 は、各地域の ESS による充放電と需要家による電力需要削減を考慮した電力需給調整問題における調整費用最小化を達成するための各双対問題のラグランジュ乗数が満たすべき条件を表している。すなわち、 $\hat{\Lambda}^*(t) = \hat{\Pi}^*(t)$ かつ $\hat{\Lambda}^* = \hat{\Pi}^*$ であるならば、式 (6.34), (6.35) に従って各需要家に対してインセンティブを提示することによって、時刻 $t \in \mathcal{T}$ における時間前市場取引において最適な電力需給調整が各地域の需要家の電力需要削減量を含めて達成される。しかしながら、前述したように、費用最小化問題問題 (6.27)–(6.30) およびその双対問題 (6.32) には各需要家の効用関数の情報が含まれているため、ISO はこれらの問題を直接解くことができない。

そこで、時間前市場における ISO と各地域の需要者間の市場取引によって、式 (6.34), (6.35) に示す各需要家に対する最適なインセンティブ価格の導出と、それに基づく ESS の充電電力量および放電電力量を考慮した需給調整費用最小化を達成するための動的インセンティブ価格決定アルゴリズムを以下に示す。

Algorithm 6.1: ESS の充放電を考慮したネガワット取引における最適インセンティブ価格決定

Step 1: 初期インセンティブ価格の決定

ISO は取引時刻 $t \in \mathcal{T}$ に関する時間前取引において、発電予測値を含めて算出した N_p 取引時刻先までの各地域の電力需給偏差を解消するために、任意の初期インセンティブ価格 $\hat{\pi}_i^0(t_l)$, $l \in \mathcal{N}_p$ を決定し、各地域の需要家に伝える。

Step 2: ネガワット取引による電力需要削減量の決定

ISO から伝えられたインセンティブ価格 $\hat{\pi}_i^k(t_l)$ ($k \geq 0$) を基に、各地域の需要家は

次式に従って電力需要削減量 $\rho_i^k(t_l)$, $l \in \mathcal{N}_p$ を決定し, ISO に報告する.

$$\rho_i^k(t_l) = \arg \max_{\rho_i} v_i(d_i^a(t_l) - \rho_i|t) - \lambda_i^a(t_l)\{d_i(t_l) - \rho_i\} + \hat{\pi}_i^k(t_l)\hat{q}_i(\rho_i), \quad i \in \mathcal{A} \quad (6.61)$$

ただし $d_i^a(t_l)$, $\lambda_i^a(t_l)$, $l \in \mathcal{N}_p$ はそれぞれ前日市場で決定した時刻 $t_l \in \mathcal{T}$ における電力需要量および電力価格である.

Step 3: 調整用発電設備の発電電力量, 電圧位相角調整量, ESS の充電電力量または放電電力量の決定

ISO は各地域の需要家による電力需要削減量 $\boldsymbol{\rho}^k(t_l) = [\rho_1^k(t_l) \cdots \rho_L^k(t_l)]^T$ の情報を用いて各地域の調整用発電設備の発電電力量 $\bar{\boldsymbol{s}}_b^k(t_l) = [s_{b_1}^k(t_l) \cdots s_{b_l}^k(t_l)]^T$, 各地域の母線の電圧位相角の調整量 $\bar{\boldsymbol{\phi}}^k(t_l) = [\phi_1^k(t_l) \cdots \phi_L^k(t_l)]^T$ および蓄電設備の充電電力量または放電電力量 $\bar{\boldsymbol{p}}_b^k(t_l) = [p_{b_1}^k(t_l) \cdots p_{b_L}^k(t_l)]^T$, $\forall l \in \mathcal{N}_p$ を以下の費用最小化問題を解くことによって決定する.

$$[\bar{\boldsymbol{s}}_b^k, \bar{\boldsymbol{\phi}}^k, \bar{\boldsymbol{p}}_b^k] = \arg \min_{\hat{\boldsymbol{s}}_b, \hat{\boldsymbol{\phi}}, \hat{\boldsymbol{p}}_b} \sum_{i \in \mathcal{A}} \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \hat{F}_i(t_l) \quad (6.62)$$

$$\text{s. t. } \boldsymbol{r}(t_0) + \boldsymbol{\rho}^k(t_0) = \boldsymbol{\eta}(t_0) \quad (6.63)$$

$$\boldsymbol{\Omega}_l\{\boldsymbol{r}(t_l) + \boldsymbol{\rho}^k(t_l)\} \succeq \boldsymbol{\Omega}_l\bar{\boldsymbol{\eta}}(t_l) + p(\epsilon(t_l))\boldsymbol{\Sigma}(t_l), \quad l \in \bar{\mathcal{N}}_p \quad (6.64)$$

$$\boldsymbol{A}_{C_b}\hat{\boldsymbol{p}}_b \leq \boldsymbol{b}_{C_b}(t) \quad (6.65)$$

ただし $\boldsymbol{\eta}(t_l) := [\eta_1(t_l) \cdots \eta_L(t_l)]^T$ は時刻 t_l , $l \in \mathcal{N}_p$ における各地域の供給者所有の発電設備の発電誤差である.

また ISO は上記の最適化問題に対するラグランジュ双対問題に対し, 等式制約 (6.63) に関するラグランジュ乗数の最適値 $\hat{\boldsymbol{\Lambda}}^k(t) = [\hat{\Lambda}_1^k(t) \cdots \hat{\Lambda}_L^k(t)]^T \in \mathbb{R}^L$ ならびに不等式制約 (6.64) に関するラグランジュ乗数の最適値 $\hat{\boldsymbol{\Lambda}}^k = [\hat{\Lambda}^k(t_1)^T \cdots \hat{\Lambda}^k(t_{N_p-1})^T]^T$, $\hat{\Lambda}^k(t_l) = [\hat{\Lambda}_1^k(t_l) \cdots \hat{\Lambda}_L^k(t_l)]^T \in \mathbb{R}^L$, $l \in \bar{\mathcal{N}}_p$ を各地域の調整用卸売価格と定める.

Step 4: インセンティブ価格の決定, 更新

ISO は全ての $l \in \mathcal{N}_p$ に対して, 各地域の調整用小売価格 $\hat{\boldsymbol{\Pi}}^k(t_l) := \hat{\boldsymbol{\pi}}^k(t_l) + \boldsymbol{\lambda}^a(t_l)$ と調整用卸売価格 $\hat{\boldsymbol{\Lambda}}^k(t_l)$ が以下の条件を満たす時, 時間前市場の取引を終了する.

$$\hat{\boldsymbol{\Pi}}^k(t_l) = \hat{\boldsymbol{\Lambda}}^k(t_l) \quad (6.66)$$

一方でもし $\hat{\boldsymbol{\Pi}}^k(t_l) \neq \hat{\boldsymbol{\Lambda}}^k(t_l)$, $\exists l \in \mathcal{N}_p$ ならば, ISO は次式に従って各時刻の調整用小

売電力価格 $\hat{\Pi}^k(t_l)$ の更新を行う。

$$\begin{aligned} \hat{\Pi}^{k+1}(t_l) &= \hat{\Pi}^k(t_l) - \gamma_r \xi^k(t_l), \quad \forall l \in \mathcal{N}_p & (6.67) \\ \xi^k(t_l) &:= \begin{cases} \tilde{r}^k(t_0) - \eta(t_0) + \bar{\rho}^k(t_0), & l = 0 \\ \Omega_l \{ \tilde{r}^k(t_l) - \bar{\eta}(t_l) + \bar{\rho}^k(t_l) \} - p(\epsilon(t_l)) \Sigma(t_l), & l \in \bar{\mathcal{N}}_p \end{cases} \end{aligned}$$

ただし, $\tilde{r}^k(t_l) := \tilde{s}_b^k(t_l) + \bar{B} \tilde{\phi}^k(t_l) + \tilde{p}_b^k(t_l)$, $\forall l \in \mathcal{N}_p$ は次式で表される各地域の調整用発電設備の発電電力量 $\tilde{s}_b^k = [\tilde{s}_b^k(t_0)^T \cdots \tilde{s}_b^k(t_{N_p-1})^T]^T$, 電圧位相角の調整量 $\tilde{\phi}^k = [\tilde{\phi}^k(t_0)^T \cdots \tilde{\phi}^k(t_{N_p-1})^T]^T$ および蓄電設備の充電電力量または放電電力量 $\tilde{p}_b^k = [\tilde{p}_b^k(t_0)^T \cdots \tilde{p}_b^k(t_{N_p-1})^T]^T$ に基づく値である。

$$\min_{\tilde{s}_b, \tilde{\phi}, \tilde{p}_b} \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \left\{ \sum_{i \in \mathcal{A}} \hat{F}_i(t_l) - \hat{\Pi}^k(t_l)^T \Omega_l r^k(t_l) \right\} \quad (6.68)$$

$$\text{s. t.} \quad \mathbf{A}_{C_b} \tilde{p}_b^k \preceq \mathbf{b}_{C_b}(t), \quad \Omega_0 = \mathbf{I}_L \quad (6.69)$$

そして更新した調整用小売電力価格 $\hat{\Pi}^{k+1}(t_l) = [\hat{\Pi}_1^{k+1}(t_l) \cdots \hat{\Pi}_L^{k+1}(t_l)]^T$ を基に次式に従って各地域のインセンティブ価格 $\hat{\pi}_i^{k+1}(t_l)$, $i \in \mathcal{A}$, $l \in \mathcal{N}_p$ を算出し, 各地域の需要家に伝える。

$$\hat{\pi}_i^{k+1}(t_l) = \begin{cases} \max \left\{ 0, \hat{\Pi}_i^{k+1}(t_l) - \lambda_i^a(t_l) \right\} & l = 0 \text{ or } i \in \mathcal{A}_l^+, l \in \bar{\mathcal{N}}_p \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (6.70)$$

Step 5: 反復

k を $k+1$ として Step 2 へ戻る。

ここで上記の価格更新式 (6.67) より, 前章で示した Algorithm 5.1 と同様に本アルゴリズムにおいても ISO は各地域の需要家の効用関数の情報を用いずにインセンティブ価格の更新が可能である。また前述したように仮定 2.1, 2.3, 2.4, 3.2, 5.1, 6.1 より, 本章で取り扱う電力需給調整問題は凸最適化問題であるため適切なステップ幅 $\gamma_r (> 0)$ を用いて更新を繰り返すことによって, その最適解を導出することができる。以上より本提案インセンティブ価格決定アルゴリズムを用いることで, ISO と各地域の需要者間の市場取引に従って電力需給調整費用最小化のための最適インセンティブ価格の導出と, それに基づく電力需給調整費用最小化が分散的に達成されることが示された。

また本章における電力需給調整問題において, 取引時刻 t における時間前取引では, 取引時刻 $t + N_p - 1$ までの N_p 時刻分の各変数をまとめて決定するが, 実際に電力需給調整

に用いるのは取引時刻 t に関する変数のみであり、次の時刻 $t+1$ における時間前取引では1取引時刻進んで時刻 $t+N_p$ までの新たな N_p 時刻分の電力需給調整問題を取り扱う。

また本アルゴリズムの擬似コードを以下に示す。

Algorithm 6.1 (pseudocode)

```

1 Initialization
2   Set  $k = 0$ 
3   Set  $\boldsymbol{\rho}^k(t_l) = [\rho_1^k(t_l) \cdots \rho_L^k(t_l)]^T, \forall l \in \mathcal{N}_p$ 
4   Set  $\hat{\boldsymbol{\Pi}}^k(t_l) = [\hat{\Pi}_1^k(t_l) \cdots \hat{\Pi}_L^k(t_l)]^T, \forall l \in \mathcal{N}_p$ 
5 Repeat
6   for  $i = 1 : L$ 
7     for  $l = 0 : N_p - 1$ 
8       If  $\hat{\Pi}_i^k(t_l) \geq \lambda_i^a(t_l)$  and  $(l = 0 \text{ or } i \in \mathcal{A}_l^+, l \neq 0)$ 
9          $\hat{\pi}_i^k(t_l) \leftarrow \hat{\Pi}_i^k(t_l) - \lambda_i^a(t_l)$            % incentive price for consumers
10        else
11           $\hat{\pi}_i^k(t_l) \leftarrow 0$ 
12        end if
13         $\rho_i^k(t_l) \leftarrow \arg \max_{\rho_i(t_l) \geq 0} U_i(\rho_i(t_l)|t_l)$            % power reduction by consumers
14        Send  $\rho_i^k(t_l)$  to the ISO
15      end for
16    end for
17     $\bar{\boldsymbol{\rho}}^k \leftarrow [\boldsymbol{\rho}^k(t_0)^T \cdots \boldsymbol{\rho}^k(t_{N_p-1})^T]^T$ 
18     $[\bar{\boldsymbol{s}}_b^k, \bar{\boldsymbol{\phi}}^k, \bar{\boldsymbol{p}}_b^k] \leftarrow \arg \min_{\bar{\boldsymbol{s}}_b, \bar{\boldsymbol{\phi}}, \bar{\boldsymbol{p}}_b} \sum_{i \in \mathcal{A}} \sum_{l \in \mathcal{N}_p} \hat{F}_i(t_l),$            s. t. (6.46)–(6.48)
19     $[\hat{\boldsymbol{\Lambda}}^k(t_0), \hat{\boldsymbol{\Lambda}}^k] \leftarrow \arg \max_{\hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t), \hat{\boldsymbol{\Lambda}} \succeq 0} \tilde{\mathcal{L}}_r(\bar{\boldsymbol{s}}_b^k, \bar{\boldsymbol{\phi}}^k, \bar{\boldsymbol{p}}_b^k, \hat{\boldsymbol{\Lambda}}(t), \hat{\boldsymbol{\Lambda}} | \bar{\boldsymbol{\rho}}^k),$            s. t. (6.51)
20    if  $\hat{\boldsymbol{\Lambda}}^k(t_l) \neq \hat{\boldsymbol{\Pi}}^k(t_l), \exists l \in \mathcal{N}_p$ 
21      for  $l = 0 : N_p - 1$ 
22        Update  $\hat{\boldsymbol{\Pi}}^{k+1}(t_l)$            % Eq. (6.67)
23      end for
24    end if
25     $k = k + 1$ 
26 End Repeat

```

6.4 数値シミュレーション検証

本節では、本章で提案した ESS の充放電を考慮したネガワット取引における最適インセンティブ価格決定アルゴリズムの有効性およびそれに基づいて電力需給調整費用最小化が達成されることを、数値シミュレーションにより検証する。

6.4.1 シミュレーション条件

本検証で取り扱う各地域の発電誤差を以下の Fig. 6.3 に示す。ただし前章に示したシミュレーション検証における検証条件と同様に、電力網モデルや各種パラメータに関しては第3章におけるシミュレーション検証で用いたモデルおよびパラメータと同様のものを使用し、また前日市場決定値に関する第3章で得られた結果を用いて検証を行った。加えて、Fig. 6.3 に示すように、本検証で用いた供給者から報告された発電電力量情報には発電超過による発電誤差も含まれているものとし、この発電不足および発電超過によって生じる各地域の電力需給偏差を ESS の充放電を考慮してネガワット取引に基づいて解消することを考える。また本検証においては、各地域の ESS の充放電に伴う費

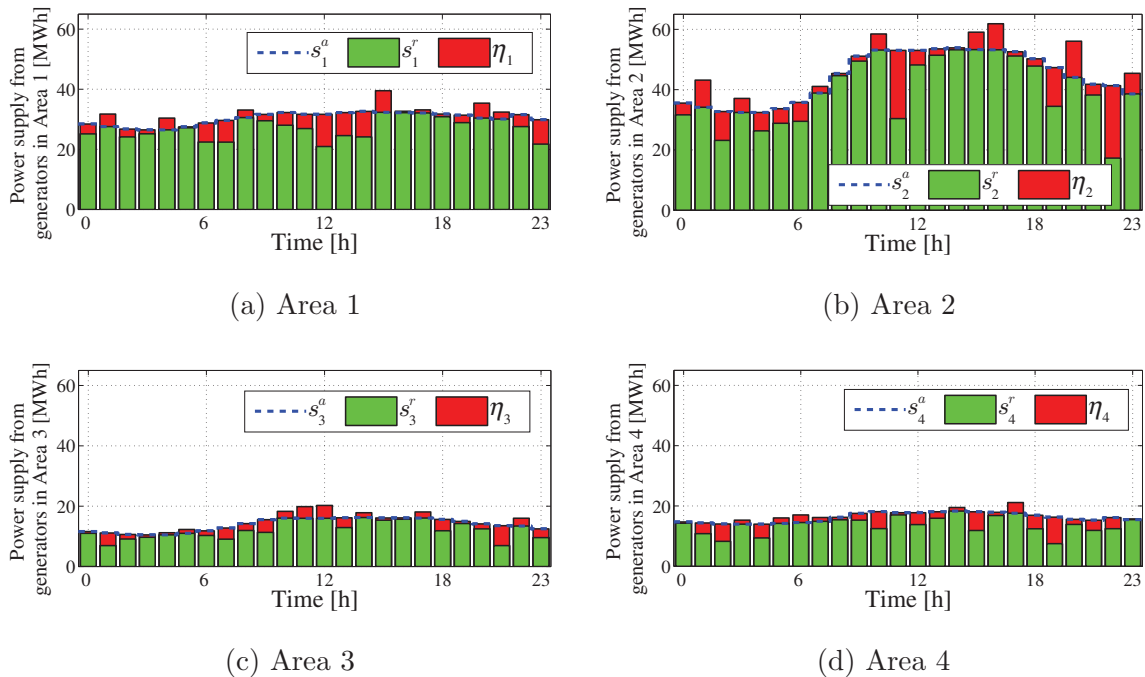


Fig. 6.3 : Errors of power supply from generators in Areas 1-4

用関数を次式のように定める.

$$f_{b_i}(p_{b_i}) = \frac{1}{\mu_{p_b}} b_i p_{b_i}^2, \quad \forall i \in \mathcal{A} \quad (6.71)$$

ただし, 上式において μ_{p_b} は各地域の大型発電設備の発電電力量に対する各地域の ESS の充電電力量または放電電力量の割合を示すものであり, 本検証においては $\mu_b = 4.0 \times 10^{-3}$ と定めた. 更に, 各取引時刻で需給調整を扱う取引時間幅は $N_p = 2$ とし, また発電誤差に関する確率制約およびその分散はそれぞれ $\epsilon(t_l) = 0.01$, $\Sigma_i(t_l) = 0.3$, $\forall i \in \mathcal{A}$, $\forall l \in \bar{N}_p$ と設定した.

6.4.2 シミュレーション結果

本検証において得られた数値シミュレーション結果を Figs. 6.4–6.8 に示す. それぞれ Fig. 6.4 は各地域の需要家に対するインセンティブ価格, Figs. 6.5, 6.6 は時刻 12:00[h] における電力需給調整のための市場取引内での調整用小売価格および各市場取引量の収束の様子を示している. また Fig. 6.7 は本章で提案した時間前市場取引によって得られた各地域の電力需給調整結果を表しており, Fig. 6.8 は各地域の ESS の充電電力または放電電力とその蓄電量 (残容量) の推移を表している.

結果について考察を行う. まず Fig. 6.4 より, 第 5 章 Fig. 5.5 に示したインセンティブ価格と同様に, 本章で提案した Algorithm 6.1 を用いることで時刻別かつ地域別に, 需要家に対するインセンティブ価格が決定されていることが分かる. 加えて Fig. 6.5 より, 価格更新を繰り返すことによって, 各地域の調整用小売価格とその卸売価格が一致していることを確認することができる. また Fig. 6.6 より, 本提案アルゴリズムに基づいて市場取引を行うことによって, 各地域の ESS の充電電力量または放電電力量を含めた各市場取引量が, 破線で表した電力需給調整費用最小化問題の最適解へと収束していることが分かる. 従って, 定理 6.1, 6.2 の妥当性が示された.

次に Fig. 6.7 において, 各図における実線および破線はそれぞれ供給者が所有する発電設備の前日市場決定発電電力量および時間前取引で報告された発電電力量を表している. この結果より, 各地域, 各時刻において, 実線と破線の差で表される電力需給偏差を需要家による電力需要削減量 ρ_i と各地域の ESS の充電電力量または放電電力量 p_{b_i} および地域間の電力潮流量を含む調整用発電設備の発電電力量 $s_{b_i} + \Delta P_i$ からなる ISO による電力需給調整量によって解消していることが分かる. 特に本章における提案電力需給調整手法では, 各地域の ESS による充電電力量または放電電力量を考慮することによ

て、発電超過によって生じる需給偏差に対しても電力需給調整を達成している。またこの結果と Fig. 6.4 に示すインセンティブ価格の結果と比較すると、インセンティブ価格が生じている時刻とネガワット取引により電力需要削減が行われている時刻が一致していることが分かる。従ってこの結果より、本章における提案インセンティブ価格決定手法を用いることで、最適な電力需給調整が時間前取引として ISO と需要者間で分散的に達成されていることを確認することができる。

最後に Fig. 6.8 に関してであるが、まず左図 (a) に示す各地域の蓄電設備の各時刻における充電電力/放電電力の結果において、各値はそれぞれ正ならば放電電力、負ならば充電電力を表している。この結果より、各地域、各時刻において、電力需給調整のために充電電力または放電電力が地域別/時刻別に決定されていることが分かる。また右図 (b) は各地域の蓄電設備の蓄電量 (残容量) の結果を示しており、この結果より各地域とも蓄電設備内の蓄電量が破線で表した各設備の蓄電量に関する上下限值以内で推移していることが分かる。従って、Algorithm 6.1 に従って市場取引を行うことで、各地域の蓄電設備を効率的に使用して地域別/時間別電力需給調整を達成していることを確認することができる。

以上より、本章で示した Algorithm 6.1 および定理 6.1, 6.2 の妥当性が示された。

加えて本章で示した提案手法を用いた場合における電力需給調整後の社会全体の利益を Fig. 6.9 に示す。また本図における各値は前章 Fig. 5.9 と同様に、“Day-ahead”が前日市場決定市場取引量より算出された社会全体の利益の総和，“Without power flow”および“Without negawatt trading”がそれぞれ地域間の電力潮流量またはネガワット取引による需要家の電力需要削減を考慮せずに電力需給調整を行った際の需給調整後の社会全体の利益の総和を表している。ただし、電力潮流を考慮しない場合においては、各地域の ESS は発電電力量の超過分を全て充電できるほど十分大きな容量を持つものとした。この結果より、前章と同様に、本章で提案した電力需給調整手法を用いることで、電力需給調整後の社会全体の利益の保持を達成し、電力網における電力需給調整に関する経済性の向上を達成することが示された。

以上の結果より、本章で提案した ESS の充放電を考慮したネガワット取引における最適インセンティブ価格決定手法を用いることで、発電設備の発電電力量不足および超過の両問題に起因する電力需給調整問題に対して、ESS の適切な運用と需要家の能動的な参加を含めた最適な電力需給調整が達成されることが示された。

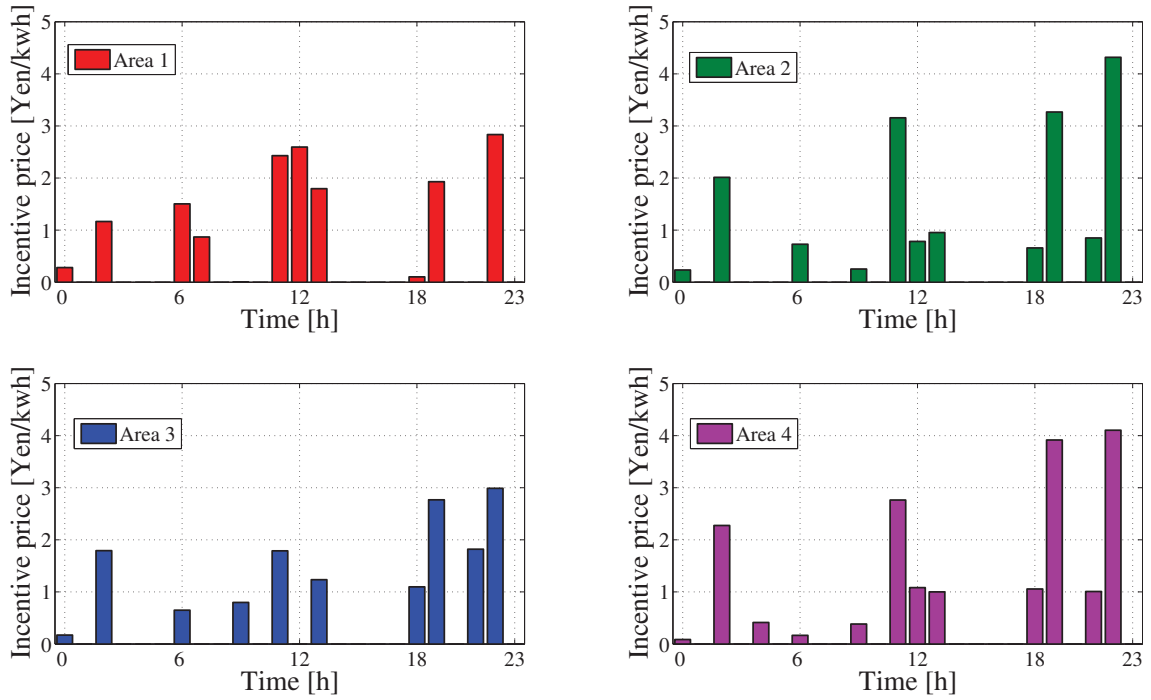


Fig. 6.4 : Electricity incentive prices for consumers in Areas 1-4

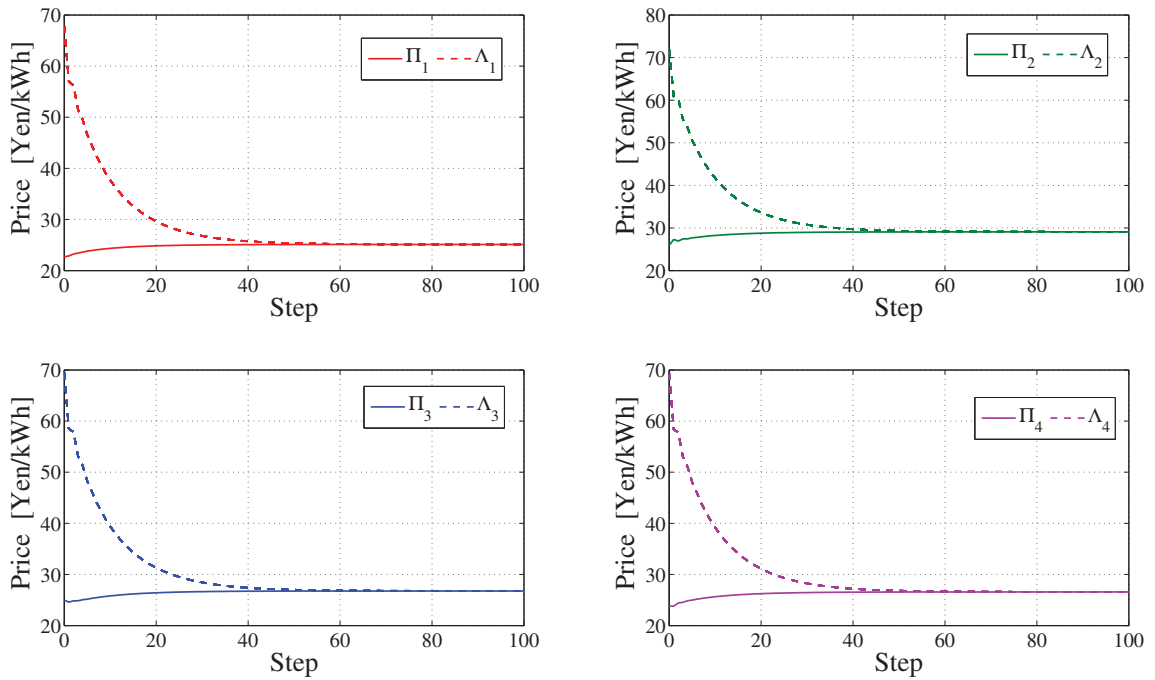


Fig. 6.5 : Convergence of real-time retail/wholesale prices at 14:00[h] with Algorithm 6.1

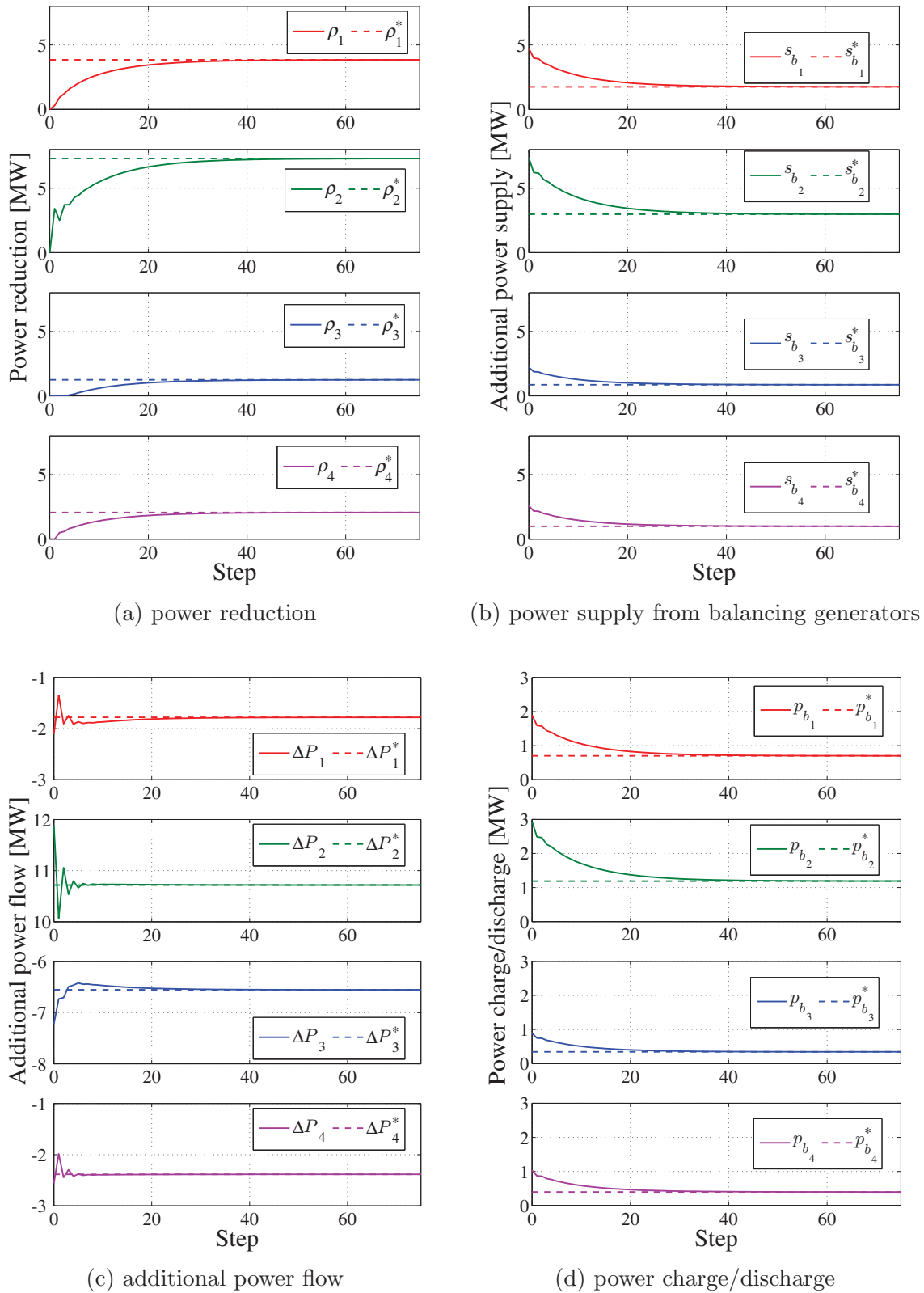
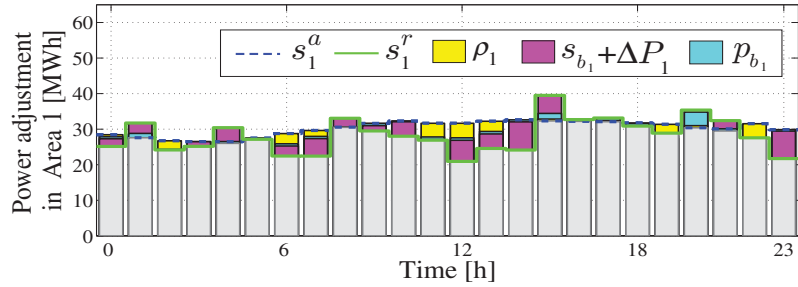
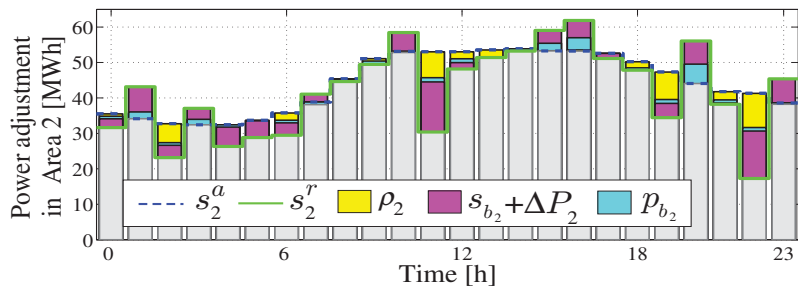


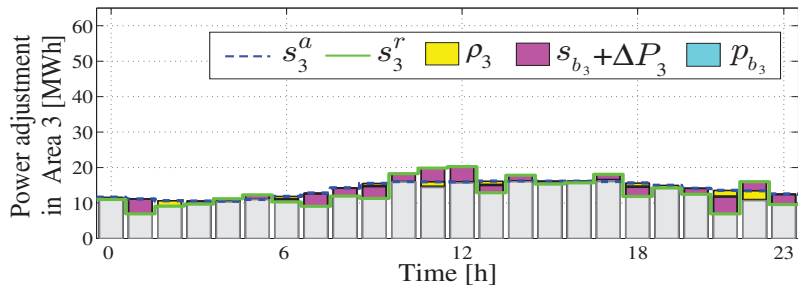
Fig. 6.6 : Results of power adjustment in Areas 1-4 using the proposed real-time market trading with Algorithm 6.1



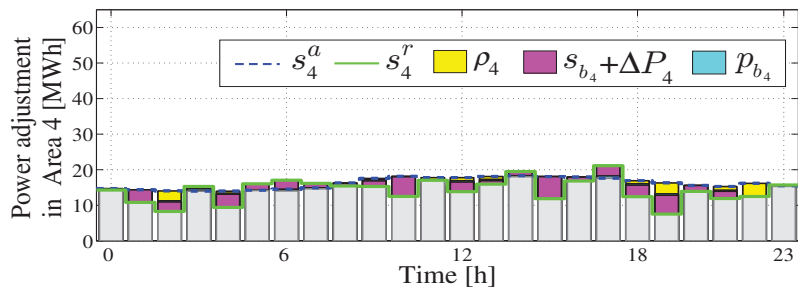
(a) Area 1



(a) Area 2



(a) Area 3



(a) Area 4

Fig. 6.7 : Results of power adjustment using negawatt trading with ESS in Areas 1–4

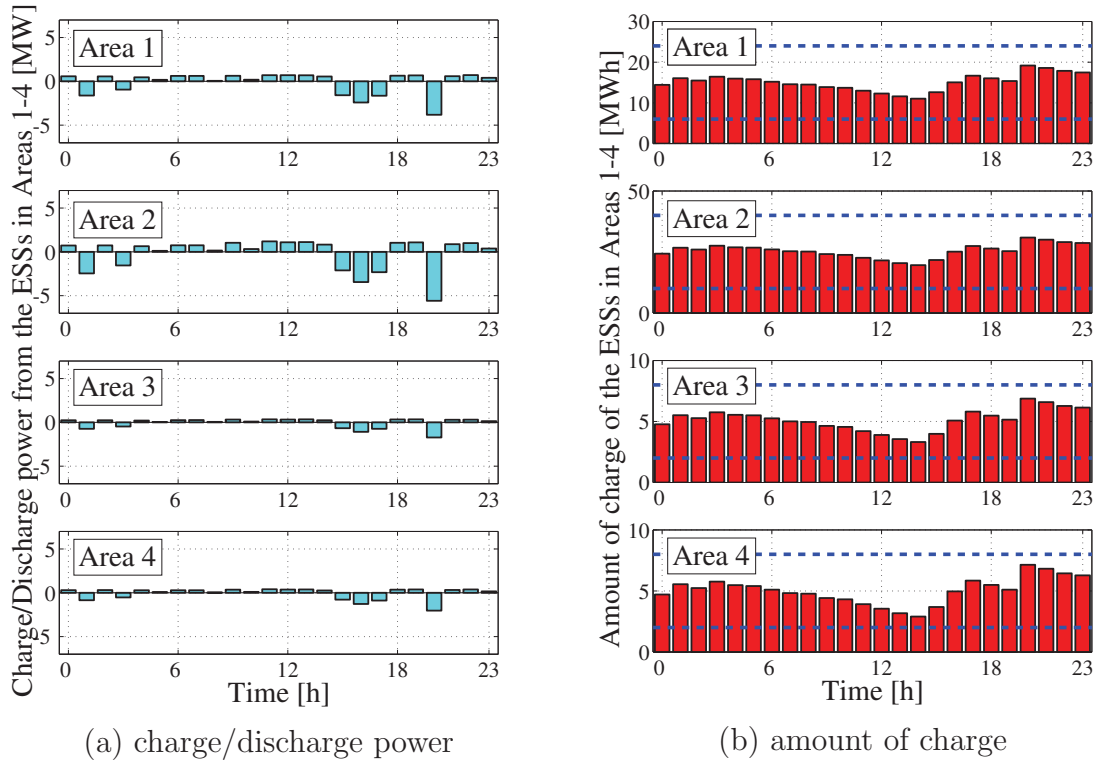


Fig. 6.8 : (a) Hourly charge or discharge power into/from ESS in Areas 1–4, (b) Amount of charge of ESSs in Areas 1–4

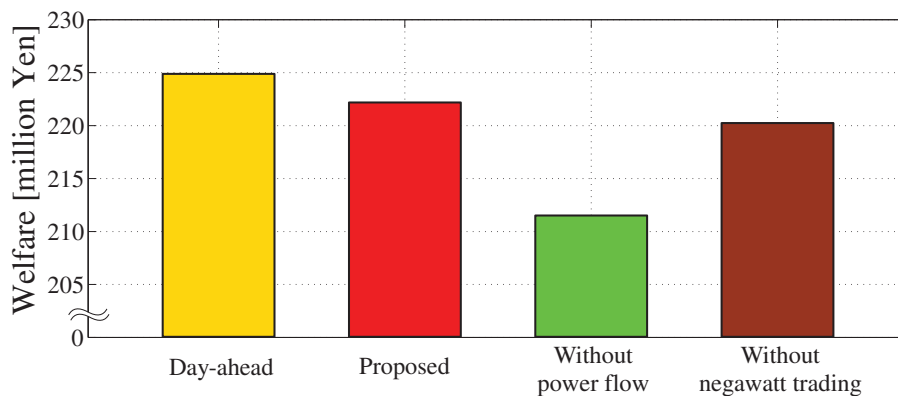


Fig. 6.9 : Results of social welfare with power adjustment using ESSs in real-time market trading

6.5 本章のまとめ

本章では大容量蓄電設備 (ESS) による充電電力量または放電電力量を考慮したネガワット取引に基づく地域別最適電力需給調整問題について扱った。本章における電力需給調整手法では、各地域の ESS からの充電電力量または放電電力量を考慮することで、電力網における発電超過/不足の両問題に対して電力需給調整を達成した。具体的には、発電予測情報に関する確率的な制約条件に対して凸近似を行うことで、ESS の容量制約を考慮した計画的な運用と本電力需給調整に対する需要家の能動的な参加を達成するための、需要家に対する最適インセンティブ価格設計手法を示した。更に、最適インセンティブ価格を市場取引によって分散的に導出するための分散市場アルゴリズムを提案した。最後に数値シミュレーション検証において本章で示した各定理および提案市場アルゴリズムの有効性を確認し、本章における提案電力需給調整手法を用いることで電力需給調整に関する経済性の向上が達成されることを示した。

第 7 章

結論

本研究では、スマートグリッドにおける自由化された電力市場において、地域間の電力潮流による経済性を考慮した最適な地域別電力需給量決定を行うための分散的な動的電力価格決定メカニズムを考案した。考案した電力価格決定メカニズムにおいては、地域間の電力潮流を含む電力網における物理的な制約を設けることによって電力網内における地域別ならびに時刻別の最適な電力価格を導出した。これにより需要家の金銭的な利益を含む社会全体の経済的利益の最大化または需給調整費用の最小化が達成され、電力網における経済性が向上することを示した。加えて、本電力価格決定メカニズムにおいては、前日市場における電力価格決定ならびに当日市場の時間前取引におけるインセンティブ価格の決定を需要家および供給者の市場取引量の情報のみを用いて行うことで、各市場参加者の個人情報に関する秘匿性を保持しながら最適な電力価格またはインセンティブ価格の分散的な決定を達成した。更に本研究においては、前日市場において決定された電力価格や電力需要量ならびに発電電力量を用いて当日市場の市場取引を行うことで、前日市場と当日市場を統合した電力価格決定メカニズムを構築した。

本研究で考案した電力価格決定メカニズムの概要を以下に示す。本価格決定メカニズムでは、まず前日市場において、社会全体の経済的な利益を最大化するための最適な地域別かつ時刻別の電力価格を利己的な需要家および供給者との市場取引に基づいて分散的に導出した。更に、当日における需要家および供給者の不確かな電力需要/発電行動に対して、地域間の電力潮流を考慮して各地域の電力需給偏差の低減を達成するために、市場参加者の不確かさを含む動的電力価格決定問題を H_∞ 制御問題として表し、本問題に従って導出した H_∞ 制御器を用いた地域別電力価格更新アルゴリズムを提案した。加えて、当日市場における時間前取引において、電力需給調整に対する需要家の能動的な参加と電力需給調整費用最小化による経済性向上を達成するための、ネガワット取引における需要家に対する地域別最適インセンティブ価格決定アルゴリズムを提案した。ま

た、本電力需給調整問題に関して、発電電力量不足および超過の両問題に対処するために、各地域の蓄電設備による充放電を考慮した分散的な最適インセンティブ価格決定アルゴリズムを提案した。提案した動的電力価格決定アルゴリズムならびに動的インセンティブ価格決定アルゴリズムについては、電気学会東30機系統モデルを用いた数値シミュレーションによりその有効性を検証した。

第1章では、本研究の背景、目的について概説し、第2章では、本研究における問題設定として、需要家および供給者の電力市場取引における経済行動モデルの構築ならびに本研究で取り扱う交流電力網モデルの説明を行った。

第3章では、前日市場取引において、地域間の電力潮流を考慮した最適電力需給量を市場参加者の市場取引に基づいて分散的に決定するための電力価格決定アルゴリズムを提案した。具体的には、需要家の効用、各発電設備の発電費用および電力潮流に関する費用からなる社会全体の経済的な利益最大化問題において、各地域の電力需給量に関する等式制約に対する最適なラグランジュ乗数が各地域の最適な電力価格となることを示した。更に市場取引において、各地域の最適な電力価格を需要家および供給者の利益関数に関する秘匿性を保持しながら分散的に導出するための勾配法に基づく電力価格決定アルゴリズムを提案した。

一方、勾配法に基づく価格決定アルゴリズムでは、最適な電力価格を得るまでに多くの反復回数が必要であった。そこで本章では、アルゴリズムの収束速度向上を目的として市場参加者の交互意思決定に基づいた分散型電力価格決定アルゴリズムの提案を行った。更に本アルゴリズムを用いることで各地域の電力価格が最適な電力価格へと収束することをリアプノフの安定定理より示した。

そして提案した両分散型電力価格決定アルゴリズムの妥当性について、数値シミュレーションにより検証した。

第4章では、当日の市場参加者の電力価格に対する不確かな電力需要および発電行動を考慮した H_∞ 制御に基づく動的電力価格決定手法を提案した。具体的には、当日における各市場参加者の不確かな電力需要/発電行動を乗法的な不確かさを用いて表すと共に、各市場参加者の経済行動と地域間の電力潮流量からなる電力価格決定問題を、状態空間表現を用いて記述した。更には、各市場参加者の電力需要/発電行動における不確かさによる影響を抑えつつ、各地域の電力需給量を一致させることを目的として、各地域の電力需給偏差情報に基づいた電力価格決定問題に関する一般化プラントを構築し、地域別電力価格更新のための H_∞ 制御器を設計した。また本章では、設計した H_∞ 制御器を用いた地域別動的電力価格決定アルゴリズムを提案することに加え、提案手法の有効

性を数値シミュレーションにより確認した。

第5章では、当日市場における時間前取引に関して、電力需給調整に対する需要家の能動的な参加と電力需給調整費用最小化を達成するためのネガワット取引における最適インセンティブ価格設計手法を提案した。具体的には、電力網内の発電電力量不足に対する電力需給調整問題を、需要家の電力需要削減に伴う効用減少量と調整用発電設備の発電費用ならびに地域間潮流量の調整に関するペナルティから構成される費用最小化問題として定式化した。そして本電力需給調整に対する需要家の能動的な参加と需給調整費用最小化を達成する需要家に対する最適なインセンティブ価格を、本問題に対する双対問題における最適なラグランジュ乗数と前日市場決定電力価格を用いて設計した。

一方、本章で扱ったネガワット取引のようなインセンティブ型電力需給調整を継続的に行うためには、そのインセンティブに対する財源を確保する必要がある。この問題に対し、本章ではネガワット取引による電力需給調整を各市場参加者間で金銭的な過不足なく行うための供給者に対するペナルティ設計方法を示した。

加えて本章では、各需要家に対する最適インセンティブ価格を需要家の利益関数情報を用いずに市場取引に基づいて導出するための最適インセンティブ価格決定アルゴリズムを示した。そして最後に数値シミュレーション検証において本章で示した各定理および提案アルゴリズムの有効性を確認した。

第6章では、第5章で取り扱った電力需給調整問題に関して、発電電力量不足および超過の両問題に対処するために、各地域の蓄電設備による充放電を考慮したネガワット取引に基づく地域別最適電力需給調整手法の提案を行った。特に本章における電力需給調整問題では、蓄電設備の容量制約を考慮して充電電力量および放電電力量を適切に決定するために、複数の取引時刻に跨る電力需給調整を統合して取り扱った。またその際に、未来の発電予測情報に関する確率的な制約条件に対して凸近似を行うことで、本需給調整問題に関しても需要家と共にネガワット取引に基づいて分散的に解くことを可能とした。加えて本章では、本問題に関する需要家に対する最適インセンティブ価格設定手法およびその分散的な価格決定アルゴリズムを提案した。そして最後に数値シミュレーション検証において、本章で示した各定理および提案アルゴリズムが有効であることを示し、更に、地域間の電力潮流量およびネガワット取引による電力需要削減量を考慮して電力需給調整を行うことによって、他の調整手法と比べ、電力需給調整費用の削減を達成し、電力需給調整に関する経済性が向上することを示した。

今後の課題と展望

本研究の今後の課題として、市場参加者である需要家および供給者に関する経済行動モデルの具体化ならびに細分化を行うことが挙げられる。ここで本研究においては、代表プレイヤーの概念を用いることで、各地域の全ての需要家または供給者が一人の代表的な需要家または供給者として表せることを仮定していた。しかしながら、電力市場の全面自由化に加え、再生可能エネルギー発電設備や蓄電池等の分散型電源の低価格化により、今後の電力ネットワークには各地域にも多種多様な需要家ならびに供給者が存在するようになる。従って、そのような電力ネットワークにおける電力市場において、市場参加者の利益最大化と電力網における需給バランスの一致を達成するような最適な電力価格決定を行うためには、各需要家および供給者の詳細な経済行動モデルに基づいて電力価格決定問題を定式化する必要がある。加えて、上記のような多種多様な需要家および供給者が大量に電力市場取引に参加することにより、本研究では考慮されていない電力システムの安定性の問題、すなわち電力システムにおける周波数や電圧の不安定化に関する問題についても取り扱う必要性が生じる。従って、各市場参加者の経済的な利益だけでなく、電力システムの安定化に寄与する項を含めて電力価格決定問題を定式化することで、電力システムの安定性の確保と各市場参加者の経済的な利益のバランスを考慮した電力価格決定メカニズムを構築することが求められる。

一方、本研究において考案した電力価格決定メカニズムを実際の電力システムに適用するためには、各市場参加者が市場取引において決定した電力需要量または発電電力量を実際に需要、発電していることをリアルタイムで確認する必要がある。従って本電力価格決定メカニズムにおいては、電力市場取引に参加する各地域の需要家や供給者がスマートメータを所持していることが必要となる。加えて、その電力需要量および発電電力量の情報を ISO に伝えるための情報通信システムの構築を行わなければならない。特に、各市場参加者からの電力需要量および発電電力量の情報がサイバー攻撃による改竄やシステムの故障等により ISO に正しく伝達されない場合、ISO は適切な価格更新や地域間潮流量の決定を行うことができないため電力システムの不安定化を引き起こす恐れがある。従って上記の市場取引に関する情報通信システムに関しては、サイバー攻撃やシステム異常に対する検知・診断を含む耐故障性を備えたシステムを構築することが求められる。

また、上述した多種多様な市場参加者全てと ISO が市場取引を行うことは、市場形態の複雑化だけでなく、市場取引において ISO が取り扱う情報量が増大することからも回避すべき事項である。ここで本問題の解決策として、複数の市場参加者を取りまとめて

市場管理者と市場取引を行うアグリゲータ(仲介者)を電力ネットワーク内に設立することが期待されている。しかしながら、このアグリゲータはISOとは異なり非営利組織でないため、その継続的な運営には市場取引における非損失性の保持、すなわち第5章で議論を行ったように市場の管理に関して金銭的損失を被らないことが必要とされる。加えて、この営利的なアグリゲータが戦略的な行動を取ることで、電力市場が寡占市場化することも防がなければならない。またアグリゲータを含む電力ネットワークにおいて、効率的な市場取引に基づく最適な電力価格決定ならびに社会全体の利益最大化を達成するためには、各階層間で取引情報に関する縮約または拡大を行うような情報結合構造を考慮した階層型電力市場を設計する必要がある。

上記のようにアグリゲータの設立のための設計理論の構築と「各地域の需要家/供給者・アグリゲータ・ISO」の3種類の市場参加者間での効率的な市場取引に基づく社会全体の利益最大化の達成には未だ多くの課題が残されている。しかしながら、これらの課題を解決することで、本論文で構築した地域間の電力潮流による経済性を考慮した動的電力価格決定メカニズムが、以下のFig. 7.1に示すような“スマートグリッド群”に対する電力潮流による経済性を考慮した分散階層型電力価格決定メカニズムへと発展することが期待される。

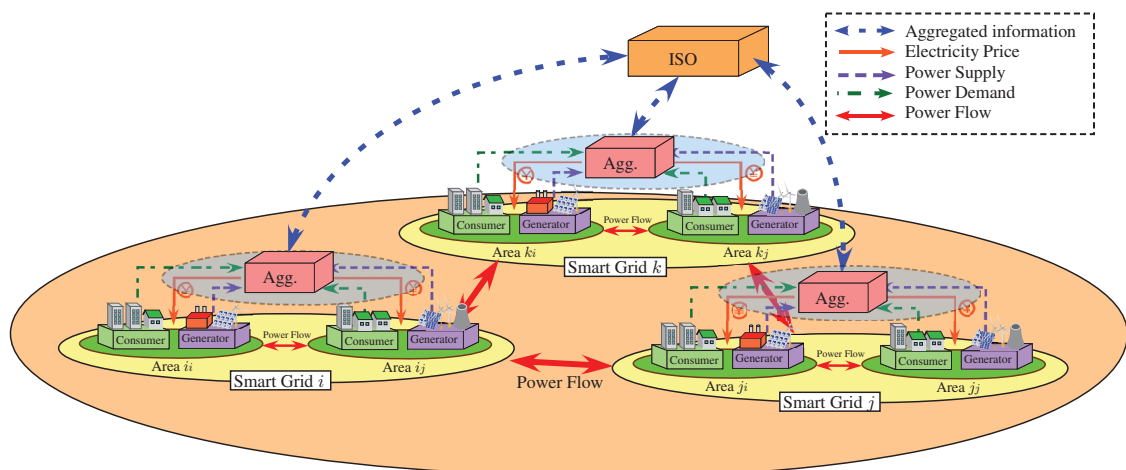


Fig. 7.1 : Hierarchical dynamic pricing mechanism with aggregator

付録 A

電気学会東 30 機系統モデルを用いたシミュレーションモデルの構築

本章では、本論文における数値シミュレーション検証で用いた電気学会東 30 機系統モデルに基づく電力網モデルの構築手法に関する説明を行う。

Fig. A.1 に本検証で用いた電気学会東 30 機系統モデル [77] を 4 つの地域に分割した電力網モデルを示す。ただし、() 内および <> 内の数字はそれぞれ電気学会東 30 機系統モデル内で定められたノード番号またはブランチ番号を表している。具体的な各地域の分割方法については、ブランチ番号 < 3127 >, < 3128 > の送電線を地域 1 と地域 2 を結ぶ連携線、ブランチ番号 < 2100 > の送電線を地域 2 と地域 3 を結ぶ連携線、またブランチ番号 < 3109 >, < 3118 > の送電線を地域 2 と地域 4 を結ぶ連携線とした。以下の Table A.1 にこれらの送電線に関して電気学会東 30 機系統モデル内で定められた各パラメータを示す。ただし、単位法の基準はいずれも 1,000MVA 基準である。そして本検証においては下記のパラメータを用いて各送電線のサセプタンスを算出し、地域間の潮流量の導出を行った。

Table A.1 : Transmission line parameters [77]

branch number	number of circuit	branch resistance [p.u.]	branch reactance [p.u.]	branch capacitance [p.u.]
2100	2	0.001220	0.028840	0.013750
3109	2	0.002860	0.071400	0.035820
3118	2	0.001920	0.027380	0.011235
3127	2	0.001340	0.053600	0.032710
3128	2	0.001600	0.047760	0.031830

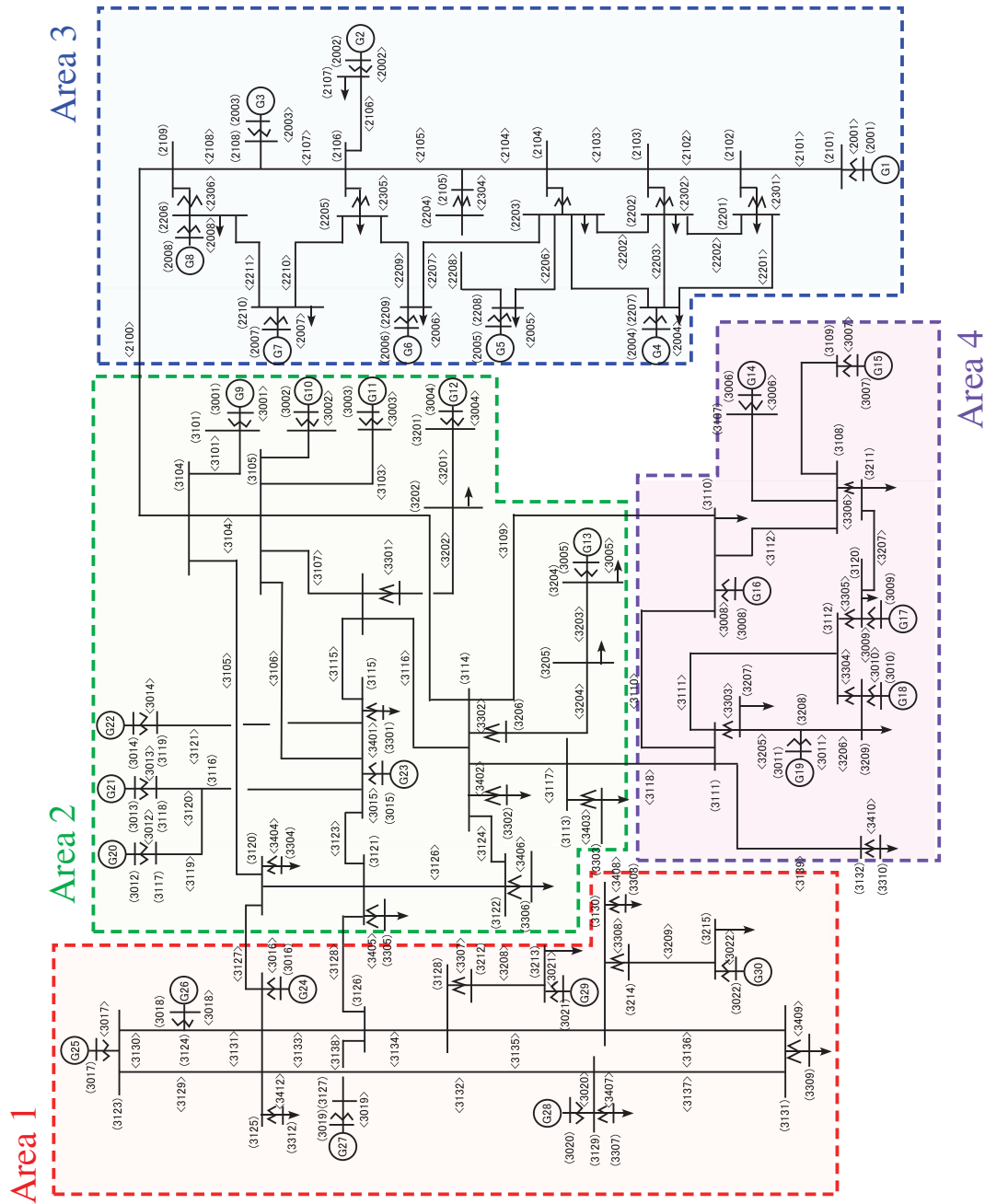


Fig. A.1 : IEEJ EAST 30-machine System Models with 4 Areas

具体的には、まず次式に従って各送電線のアドミタンス Y_i を算出した。

$$Y_i = \frac{n_i^{\text{cir}}}{r_i^{\text{line}} + jx_i^{\text{line}}}, \quad \forall i \in \mathcal{T} \quad (\text{A.1})$$

ただし上式において、 n_i^{cir} , r_i^{line} および x_i^{line} はそれぞれ Table A.1 に示す各送電線の回線数、正相抵抗および正相リアクタンスの値であり、また \mathcal{T} は Table A.1 に示した各地域間の連携線である送電線の集合を表している。そして上記の各送電線のアドミタンス Y_i の虚数部分を各送電線のサセプタンス B_i とし、この値と市場取引によって決定された各母線の電圧位相角の値を用いることで地域間の有効電力潮流量の算出を行った。

一方、各地域の有効電力需要量に関してであるが、Table A.2 に Area 1-4 の各地域に属する各母線に関して、電気学会東 30 機系統モデル内で定められた有効電力負荷 (昼間断面) の値とその合計値を示す。ただし、本表に記載されていない母線の有効電力負荷の値は 0 と定められている。ここで本検証においては、Table A.2 に示した各地域の有効電力負荷を消費する需要家の内、1% の割合の需要家が電力市場取引に参加するものとし、電力市場取引に参加する各地域の需要家が消費するピーク負荷をそれぞれ第 3 章 Table 3.1 に示すように 185.5[MW], 349.0[MW], 93.0[MW], 98.5[MW] と定めた。

次に、各地域の地域別または時刻別の電力需要傾向の違いを表すために、本検証においては各地域に住宅負荷、商業負荷、工業負荷の 3 種類の需要家が存在するものとし、各地域に存在する各需要家の割合 k_{R_i} , k_{C_i} および k_{I_i} , $i \in \{1, 2, 3, 4\}$ をそれぞれ Table A.3 に示す値を用いて定めた。加えて、これらの各種需要家の各時刻における電力需要傾向を表すパラメータ $R(t)$, $C(t)$, $I(t)$ を、電気学会地域供給系統モデル [79] において定められている日負荷曲線の内、住宅負荷に関しては { 春秋期, 平日 }, また商業負荷および工業負荷に関しては { 通年, 平日 } の各値を用いて定めた。またその各値を Table A.4 に示した。

そしてこれらの各パラメータと、上記の各地域のピーク負荷 d_i^{peak} , $i \in \{1, 2, 3, 4\}$ を用いることで、各地域の時刻別電力需要量 $\bar{d}_i(t)$ を次式に従って算出した。

$$\bar{d}_i(t) = \{k_{R_i}R(t) + k_{C_i}C(t) + k_{I_i}I(t)\}d_i^{\text{peak}}, \quad \forall i \in \mathcal{A}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (\text{A.2})$$

ここで算出された各地域の電力需要量の結果を Fig. A.2 に示す。この結果より、本検証で用いた電力網モデルにおいては、各地域の需要家が地域別、時刻別に異なる電力需要傾向を所持していることが確認された。

Table A.2 : Active power load [77]

(a) Area 1

node number	active power load [1000MW]
3213	7.30
3215	1.80
3307	1.40
3308	1.90
3309	3.70
3312	2.45
Total	18.55

(a) Area 2

node number	active power load [1000MW]
3202	2.30
3204	1.90
3205	2.00
3301	2.60
3302	8.50
3303	2.90
3304	-0.80
3305	5.50
3306	10.00
Total	34.90

(a) Area 3

node number	active power load [1000MW]
2107	1.50
2201	0.50
2202	1.00
2203	0.50
2205	0.60
2206	0.20
2207	1.50
2208	0.50
2209	1.00
2210	2.00
Total	9.30

(a) Area 4

node number	active power load [1000MW]
3110	0.60
3207	4.80
3209	2.10
3210	0.45
3211	0.55
3310	1.35
Total	9.85

Table A.3 : Proportion of consumers

	Area 1	Area 2	Area 3	Area 4
Residential k_{R_i}	0.5	0.3	0.6	0.1
Commercial k_{C_i}	0.1	0.6	0.2	0.3
Industrial k_{I_i}	0.4	0.1	0.2	0.6

Table A.4 : Proportion of hourly demand by consumers [79]

Hour [h]	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00
Residential $R(t)$	0.66	0.60	0.54	0.52	0.52	0.60	0.74	0.86	0.92	0.96	0.98	1.00
Commercial $C(t)$	0.26	0.24	0.22	0.22	0.22	0.22	0.24	0.34	0.64	0.90	0.98	1.00
Industrial $I(t)$	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.34	1.22	1.08	1.00	1.00	0.90

Hour [h]	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Residential $R(t)$	1.00	1.00	1.00	1.00	1.02	1.06	1.08	1.06	1.00	0.94	0.86	0.74
Commercial $C(t)$	1.00	1.00	1.00	0.98	0.98	0.94	0.82	0.68	0.56	0.46	0.38	0.34
Industrial $I(t)$	0.90	0.96	1.00	0.98	0.94	0.90	0.90	0.96	1.00	1.10	1.40	1.40

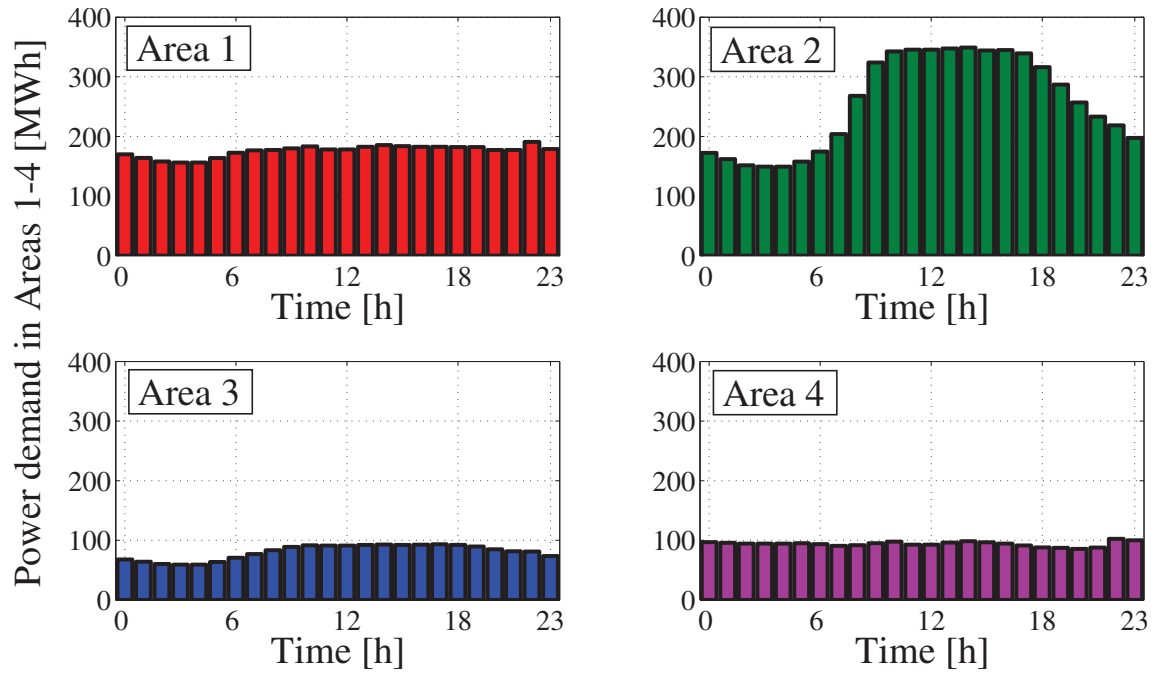


Fig. A.2 : Power demand in Areas 1-4

謝辞

本研究を遂行し、学位論文をまとめるだけでなく、学部生の時から現在に至るまで、終始多大なるご指導と激励をしてくださった指導教官である慶應義塾大学大学院理工学研究科 滑川徹教授に心より感謝申し上げます。

また、学位論文審査において、貴重なご指導と有益なご助言をくださった慶應義塾大学大学院理工学研究科 大森浩充教授，同 村上俊之教授，同 高橋正樹准教授に心より感謝申し上げます。

研究活動にあたり、滑川研究室秘書として、多大なご支援をしていただいた原田幸世子氏，宮村靖子氏に深く感謝致します。また，研究室のエネルギーと経済班のメンバーである，宮野雄基氏，大久保徳雄氏，祓川悠氏，佐藤隆太郎氏，池上裕人氏，大瀧真広氏，永見健太郎氏，関根徹也氏，武藤啓太氏とは，活発な議論を重ねて研究を進めることで，良い成果とすることができました。ここに深く感謝致します。

研究室生活においては，栗城康弘博士を始めとする慶應義塾大学滑川研究室をご修了された諸先輩方々には，研究に対する的確な助言，ご指導をしていただきましたこと，深く感謝致します。そして，慶應義塾大学滑川研究室第三期生の同期生として，修了した後も本研究の遂行に対して常に励ましと刺激を与えてくれた，石川友規氏，橘義博氏，徳本晋一郎氏，向井達哉氏に深く感謝致します。また，共に過ごした研究室生活という日々を色鮮やかなものにしてくれた慶應義塾大学滑川研究室第四期生，同 第五期生，同 第六期生，同 第七期生，同 第八期生ならびに留学生の皆様方に深く感謝致します。

最後に，これまで育ててくれただけでなく，後期博士課程進学を快諾して下さり，大学院で勉学に没頭する機会を与えてくださった故父，母，兄に深く感謝します。また，研究活動を陰ながら応援してくれた友人に深く感謝致します。

2016年8月

大川 佳寛

本研究に関する発表論文

定期刊行誌掲載論文

- [1] 大川 佳寛, 祓川 悠, 滑川 徹, “電力潮流を考慮した分散的な動的電力価格決定”, 計測自動制御学会論文集, Vol. 50, No. 3, pp. 245-252, 2014.
- [2] Yoshihiro Okawa and Toru Namerikawa, “Distributed Dynamic Pricing Based on Demand-Supply Balance and Voltage Phase Difference in Power Grid,” *Control Theory and Technology*, Vol. 13, No. 2, pp. 90-100, 2015.
- [3] Yoshihiro Okawa and Toru Namerikawa, “Dynamic Pricing using H_∞ Control with Uncertain Behavior in Electricity Market Trading,” *SICE Journal of Control, Measurement, and System Integration*. (Accepted for publication)

国際学会

- [1] Yoshihiro Okawa and Toru Namerikawa, “Dynamic Pricing Considering Constraints of Power Grids,” *Proceedings of the SICE Annual Conference 2014*, Sapporo, Japan, pp. 1484-1489, September 9-12, 2014.
- [2] Yoshihiro Okawa and Toru Namerikawa, “Dynamic Electricity Pricing via the H_∞ Control Considering Uncertainties in Market Participants’ Behavior,” *Proceedings of the 14th European Control Conference*, Linz, Austria, pp.1058-1063, Jul. 15-17, 2015.
- [3] Yoshihiro Okawa and Toru Namerikawa, “Distributed Dynamic Pricing with Alternating Decision Making of Market Players,” *Proceedings of the SICE Annual Conference 2015*, Hangzhou, China, pp. 1098-1103, Jul. 28-30, 2015.

- [4] Yoshihiro Okawa and Toru Namerikawa, “Regional Demand-Supply Management based on Dynamic Pricing in Multi-period Energy Market,” *Proceedings of the 54th IEEE Conference on Decision and Control*, Osaka, Japan, pp. 7201-7206, Dec. 15-18, 2015.
- [5] Yoshihiro Okawa and Toru Namerikawa, “Distributed Power Supply-Demand Management Based on Negawatt Trading with Energy Storage System,” *Proceedings of the 15th European Control Conference*, Aalborg, Denmark, pp. 1812-1817, Jun. 29 - Jul. 1, 2016.

国内学会

- [1] 大川 佳寛, 滑川 徹, “電力網制約を考慮した分散的な動的電力価格決定メカニズムの構築”, 第 56 回自動制御連合講演会, 新潟, pp. 931-936, 2013.
- [2] 大川 佳寛, 滑川 徹, “電力需給バランスと電圧位相差情報に基づく分散的な動的電力価格決定”, 第 1 回制御部門マルチシンポジウム, 東京, 6A3-2, 2014.
- [3] 大川 佳寛, 滑川 徹, “電力市場参加者の行動不確かさを考慮した H_∞ 制御に基づく動的電力価格決定”, 第 57 回自動制御連合講演会, 群馬, pp. 34-41, 2014.
- [4] 大川 佳寛, 滑川 徹, “マルチタイムスケール動的電力価格に基づく地域別電力需給管理”, 第 2 回制御部門マルチシンポジウム, 東京, 633-3, 2015.
- [5] 大川 佳寛, 滑川 徹, “蓄電設備の充放電を考慮したネガワット取引に基づく分散型電力需給管理”, 第 58 回自動制御連合講演会, 神戸, 2B2-2, 2015.
- [6] 大川 佳寛, 滑川 徹, “状態及び入力制約を考慮したアグリゲータによる需要家群の最適電力需要削減配分”, 第 3 回制御部門マルチシンポジウム, 名古屋, 3E1-2, 2016.

参考文献

- [1] C. W. Gellings and J. H. Chamberlin, “Demand-Side Management: Concepts and Methods,” *The Fairmont Press*, 1988.
- [2] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “Demand Response in Electricity Markets: An Overview,” *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting* pp. 1-5, 2007.
- [3] P. P. Varaiya, F. F. Wu, and J. W. Bialek, “Smart Operation of Smart Grid: Risk-Limiting Dispatch,” *Proceedings of the IEEE*, Vol. 99, No. 1, 2011.
- [4] M. Alizadeh, X. Li, Z. Wang, A. Scaglione, and R. Melton, “Demand-Side Management in the Smart Grid,” *IEEE Signal Processing Magazine*, Vol. 29, No. 5, 2012.
- [5] 浅野 浩志, “デマンドレスポンスによる需給安定化,” *電気学会誌*, Vol. 132, No. 10, pp. 688-691, 2012.
- [6] 滑川 徹, “スマートグリッドのための分散予測制御,” *計測と制御*, Vol. 51, No. 1, pp. 62-68, 2012.
- [7] 内田 健康, “エネルギーマネージメントシステム: 環境, 社会, 経済システム, 物理システムのインテグレーション,” *計測と制御*, Vol. 53, No. 1, pp. 2-5, 2014.
- [8] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors and R. E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [9] S. Borenstein, M. Jaske and A. Rosenfeld, *Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets*, UC Berkeley, 2002.
- [10] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “A Summary of Demand Response in Electricity Markets,” *Electric Power Systems Research*, Vol. 78, No. 11, pp. 1989-1996, 2008.

-
- [11] W. Hogan, "Demand Response Pricing in Organized Wholesale Markets," *ISO/RTO Council Comments on Demand Response Compensation in Organized Wholesale Energy Markets*, 2010.
- [12] A. Chakraborty and M. D. Ilić, *Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids*, Springer, 2012.
- [13] 滑川 徹, "電力市場における最適価格設定法と需給制御," 計測と制御, Vol. 53, No. 1, pp. 12-17, 2014.
- [14] 資源エネルギー庁, "電力システムに関する改革方針," 経済産業省, 2013.
- [15] 内閣府, "第5期科学技術基本計画," 2016.
- [16] E. Bitar, P. P. Khargonekar and K. Poolla "System and Control Opportunities in the Integration of Renewable Energy into the Smart Grid," *Proceedings of the 18th IFAC World Congress*, pp. 4927-4932, 2011.
- [17] 林泰弘, スマートグリッド学, 日本電気協会新聞部, 2010.
- [18] 八田達男, 田中誠, 電力自由化の経済学, 東洋経済新報社, 2004.
- [19] PJM, <http://www.pjm.com/>, 2016/05/05.
- [20] Nord Pool, <http://www.nordpoolspot.com/>, 2016/05/05.
- [21] 日本卸電力取引所 (JEPX), <http://www.jepx.org/>, 2016/05/05.
- [22] 資源エネルギー庁 電気事業分科会, "第9回電気事業分科会会合 資料集," 経済産業省, 2004.
- [23] 電力広域的運営推進機関 (OCCTO), <https://www.occto.or.jp/>, 2016/05/05.
- [24] E. Bompard, W. Lu, and R. Napoli, "Network Constraint Impacts on the Competitive Electricity Markets Under Supply-Side Strategic Bidding," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 1, pp. 160-170, 2006.
- [25] M. Negrete-Pincetic, F. Yoshida, and G. Gross, "Towards Quantifying the Impacts of Cyber Attacks in the Competitive Electricity Market Environment," *2009 IEEE PowerTech*, pp. 1-8, 2009.

-
- [26] L. Xie, Y. Mo, and B. Sinopoli, "False Data Injection Attacks in Electricity Markets," *Proceedings of the IEEE Smart Grid Communications Conference*, pp. 226-231, 2010.
- [27] H. Glavitsch and F. L. Alvarado, "Management of Multiple Congested Conditions in Unbundled Operation of a Power System," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pp. 1013-1019, 1998.
- [28] A. Jokic, M. Lazar and P. P. J. van den Bosch, "Real-Time Control of Power Systems Using Nodal Prices," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 31, No. 9, pp. 522-530, 2009.
- [29] K. Ma, G. Hu, and C. J. Spanos, "Distributed Energy Consumption Control via Real-Time Pricing Feedback in Smart Grid," *IEEE Transactions on Control System Technology*, Vol. 22, No. 5, pp. 1907-1814, 2014.
- [30] F. L. Alvarado, J. Meng, C. L. DeMarco and W. S. Mota, "Stability Analysis of Interconnected Power Systems Coupled With Market Dynamics," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, pp. 695-701, 2001.
- [31] J. N. Tsitsiklisa and Y. Xu, "Pricing of Fluctuations in Electricity Markets," *European Journal of Operational Research*, Vol. 246, No. 1, pp. 199-208, 2015.
- [32] K. Ito, T. Ida, and M. Tanaka "Using Dynamic Electricity Pricing to Address Energy Crises: Evidence from Randomized Field Experiments," *Proceedings of the 36th Annual NBER Summer Institute*, 2013.
- [33] T. Ida, K. Ito, and M. Tanaka "How Do Consumers Respond to Dynamic Pricing? Experimental Evidence of Variable Critical Peak Electricity Pricing in Japan," *Proceedings of the 18th Annual POWER Conference on Energy Research and Policy*, 2013.
- [34] A. J. Conejo and J. A. Aguado, "Multi-Area Coordinated Decentralized DC Optimal Power Flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No.4, pp. 1272-1278, 1998.

-
- [35] J. Warrington, P. Goulart, S. Mariéthoz and M. Morari, “A Market Mechanism for Solving Multi-period Optimal Power Flow Exactly on AC Networks with Mixed Participants,” *Proceedings of 2012 American control conference*, pp. 3101-3107, 2012.
- [36] T. Orfanogianni and G. Gross, “A General Formulation for LMP Evaluation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 3, pp. 1163-1173, 2007.
- [37] J. Ferreira, Z. Vale and R. Puga, “Nodal Price Simulation in Competitive Electricity Markets,” *Proceedings of the International Conference on the European Energy Market*, pp. 1-6, 2009.
- [38] P. Samadi, A. Mohsenian-Rad, R. Schober, V. Wong, and J. Jatskevich, “Optimal Real-Time Pricing Algorithm Based on Utility Maximization for Smart Grid,” *Proceedings of the IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, pp. 415-420, 2010.
- [39] M. Roozbehani, M. Dahleh, and S. Mitter, “Volatility of Power Grids Under Real-Time Pricing,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, No. 4, pp. 1926-1940, 2012.
- [40] Y. Miyano and T. Namerikawa, “Load Leveling Control by Real-Time Dynamical Pricing Based on Steepest Descent Method,” *Proceedings of SICE Annual Conference 2012*, pp. 131-136, 2012.
- [41] G. C. Chasparis, A. Rantzer and K. Jörnsten, “A Decomposition Approach to Multi-Region Optimal Power Flow in Electricity Networks,” *Proceedings of the European Control Conference*, pp. 3018-3024, 2013.
- [42] J. Hansen, J. Knudsen, A. Kiani, A. Annaswamy, and J. Stoustrup, “A Dynamic Market Mechanism for Markets with Shiftable Demand Response,” *Proceedings of the 19th IFAC World Congress*, pp. 1873-1878, 2014.
- [43] A. K. Bejestani, A. Annaswamy, and T. Samad, “A Hierarchical Transactive Control Architecture for Renewables Integration in Smart Grids: Analytical Modeling and Stability,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 5, No. 4, pp. 2054-2065, 2014.

-
- [44] A. K. Bejestani and A. Annaswamy, "A Dynamic Mechanism for Wholesale Energy Market: Stability and Robustness," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 5, No. 6, pp. 2877-2888, 2014.
- [45] E. Bitar, P. P. Khargonekar and K. Poolla, "System and Control Opportunities in the Integration of Renewable Energy into the Smart Grid," *Proceedings of the 18th IFAC World Congress*, pp. 4927-4932, 2011.
- [46] S. Bose, D. W. H. Cai, S. Low, and A. Wierman, "The Role of a Market Maker in Networked Cournot Competition," *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control Conference*, pp. 4479-4484, 2014.
- [47] A. Mohsenian-Rad, V. W. S. Wong, J. Jatskevich, R. Schober and A. Leon-Garcia, "Autonomous Demand Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 1, No. 3, pp. 320-331, 2010.
- [48] 大久保 徳雄, 佐藤 隆太郎, 滑川 徹, "双対分解とゲーム理論に基づくリアルタイムプライシングによる電力網の系統周波数制御," 計測自動制御学会論文集, Vol.49, No.10, 2013.
- [49] F. Meng, X. Zeng, "A Stackelberg Game-Theoretic Approach to Optimal Real-Time Pricing for the Smart Grid," *Soft Computing*, Vol. 17, No. 12, pp. 2365-2380, 2013.
- [50] 坂井豊貴, 藤中裕二, 若山琢磨, *メカニズムデザイン 資源配分制度の設計とインセンティブ*, ミネルヴァ書房, 2008.
- [51] 坂井豊貴, 佐野隆司, 池邊暢平, 田村彌, 柘植隆宏, *メカニズムデザインと意思決定のフロンティア*, 慶應義塾大学出版会, 2014.
- [52] P. Samadi, H. Mohsenian-Rad, R. Schober, and V. W. S. Wong, "Advanced Demand Side Management for the Future Smart Grid Using Mechanism Design," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 3, pp. 1170-1180, 2012.
- [53] T. Namerikawa, N. Okubo, R. Sato, Y. Okawa and M. Ono, "Real-Time Pricing Mechanism for Electricity Market with Built-in Incentive for Participation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 6, No. 6, pp. 2714-2724, 2015.

-
- [54] M. Roozbehani, M. Dahleh and S. Mitter, “Dynamic Pricing and Stabilization of Supply and Demand in Modern Electric Power Grids,” *Proceedings of the IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, pp. 543-548, 2010.
- [55] K. J. Arrow, L. Hurwicz, and H. Uzawa, *Studies in linear and nonlinear programming*, Stanford University Press, 1958.
- [56] A. Rantzer, “Dynamic Dual Decomposition for Distributed Control,” *Proceedings of the 2009 American Control Conference*, pp. 884-888, 2009.
- [57] 津村幸治, 山本浩貴, 桐淵大貴, “Uzawa のアルゴリズムの一般化とその応用,” 第 13 回制御部門大会, 2013.
- [58] S. Boyd, N. Parikh, E. Chu, B. Peleato and J. Eckstein, “Distributed Optimization and Statistical Learning via the Alternating Direction Method of Multipliers,” *Foundations and Trends in Machine Learning*, 2011.
- [59] E. Wei and A. Ozdaglar, “Distributed Alternating Direction Method of Multipliers,” *Proceedings of 51st Conference on Decision and Control*, pp. 5445-5460, 2012.
- [60] E. D. Anese, H. Zhu and G. B. Giannakis, “Distributed Optimal Power Flow for Smart Microgrids,” *IEEE Transactions on smart grid*, Vol. 4, No. 3, pp. 1464-1475, 2013.
- [61] T. Erseghe, “Distributed Optimal Power Flow Using ADMM,” *IEEE Transactions on power systems*, Vol. 29, No. 5, pp. 2370-2380, 2014.
- [62] G. Chen and M. Teboulle, “A Proximal-Based Decomposition Method for Convex Minimization Problems,” *Mathematical Programming*, Vol. 64, No. 1, pp. 81-101, 1994.
- [63] N. Li, L. Gan, L. Chen, S. H. Low, “An Optimization-Based Demand Response in Radial Distribution Networks,” *Proceedings of the 2012 IEEE Globecom Workshops*, pp. 1474-1479, 2012.
- [64] K. Zbou, J. C. Doyle and K. Glover, *Robust and Optimal Control*, Prentice Hall, 1995.

-
- [65] L. Jiang and S. Low, “Multi-Period Optimal Energy Procurement and Demand Response in Smart Grid with Uncertain Supply,” *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference*, pp. 4348-4353, 2011.
- [66] L. Jiang and S. Low, “Real-Time Demand Response with Uncertain Renewable Energy in Smart Grid,” *Proceedings of the 49th Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing*, pp. 1334-1341, 2011.
- [67] J. Joo and M. D. Ilić, “Multi-Layered Optimization of Demand Resources Using Lagrange Dual Decomposition,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 4, No. 4, pp. 2081-2088, 2013.
- [68] J. E. Hartley, *The Representative Agent in Macroeconomics*, London, Routledge, 1997.
- [69] 奥野正寛, 鈴木興太郎, ミクロ経済学 I, 岩波書店, 1985.
- [70] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [71] 柳父悟, 加藤政一, 電力系統工学, 東京電機大学出版局, 2006.
- [72] S. Boyd and L. Vandenberghe, *Convex Optimization*, Cambridge University Press, 2004.
- [73] 坂井正敏, 非線形システムの最適化, 森北出版株式会社, 1986.
- [74] 今野浩, 線形計画法, 日科技連出版社, 1987.
- [75] 相吉英太郎, 増田和明, “市場原理のための基礎知識:最適化の理論と手法で接近する価格調整機構,” 電気学会論文誌 C, Vol. 130, No.4, pp.534-539, 2010.
- [76] 相吉英太郎, 志水清孝, 数理計画法演習, 朝倉書店, 1985.
- [77] 電気学会, “電気学会東 30 機系統モデル,” http://www2.iee.or.jp/ver2/pes/23-st_model/english/index.html, 2014/12/19.
- [78] M. Roozbehani, M. A. Dahleh and S. K. Mitter, “On the Stability of Wholesale Electricity Markets Under Real-Time Pricing,” *Proceedings of 49th IEEE Conference on Decision and Control*, pp. 1911-1918, 2010.

-
- [79] 電気学会, “地域供給システムモデル,” <http://www2.iee.or.jp/ver2/pes/23-stmodel/index020.html>, 2014/12/19.
- [80] 東京電力, <http://www.tepco.co.jp/e-rates/index-j.html>, 2014/12/19.
- [81] 木村英紀, H_∞ 制御, コロナ社, 2000.
- [82] 沖縄電力, でんき予報, <http://www.okiden.co.jp/denki/>, 2016/06/21-30.
- [83] 九州電力, でんき予報, http://www.kyuden.co.jp/power_usages/pc.html, 2016/06/21-30.
- [84] 四国電力, でんき予報, <http://www.yonden.co.jp/denkiyoho/>, 2016/06/21-30.
- [85] 中国電力, でんき予報, <http://www.energia.co.jp/jukyuu/index.html>, 2016/06/21-30.
- [86] 関西電力, 電力需給のお知らせ, http://www.kepco.co.jp/energy_supply/supply/denkiyoho/, 2016/06/21-30.
- [87] 劉康志, 線形ロバスト制御, コロナ社, 2002.
- [88] A. B. Lovins, “The Negawatt Revolution,” *Across the Board*, Vol. 27, No. 9, pp. 18-23, 1990.
- [89] C. Rochlin, “The Alchemy of Demand Response: Turning Demand into Supply,” *The Electricity Journal*, Vol. 22, No. 9, pp. 10-25, 2009.
- [90] 資源エネルギー庁, “ネガワット取引に関するガイドライン,” 経済産業省, 2015.
- [91] A. Nemirovski and A. Shapiro, “Convex Approximations of Chance Constrained Programs,” *SIAM Journal on Optimization*, Vol. 17, No. 4, pp. 969-996, 2006.
- [92] E. Sjodin, D. F. Gayme and U. Topcu, “Risk-Mitigated Optimal Power Flow for Wind Powered Grids,” *Proceedings of the 2012 American Control Conference*, pp. 4431-4437, 2012.
- [93] T. Summers, J. Warrington, M. Morari and J. Lygeros, “Stochastic Optimal Power Flow Based on Conditional Value at Risk and Distributional Robustness,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 72, pp. 116-125, 2015.