

「マルチエージェントシステム研究の最前線」特集号

解 説

適応型ロバスト最適化に基づく再生可能エネルギー取引 市場の数値モデリング ——計画値同時同量制度の数学的解釈

石崎 孝幸*・小池 雅和†

1. はじめに

1.1 本稿の目的

計画値同時同量制度は、発電事業者や小売事業者が、前日の段階で電力の発電計画や消費計画を策定して当日に計画達成を目指すことにより、電力の需給を効率的にバランスさせることを目的として導入された、電力市場取引に係る制度である [1]。日本では、電力の小売自由化と並行して、2016 年 4 月から施行されている。事業者が、前日に策定した需給の計画値を達成できない場合には、電力の余剰や不足の大きさに応じたインバランス料金がペナルティとして課される。

本稿では、この計画値同時同量制度を数学的に解釈することにより、市場参加者（エージェント）が需給の計画値を売買する前日エネルギー市場（前日スポット市場）を数値モデル化する [2]。市場参加者は、従来型の火力発電機だけでなく、蓄電池や再生可能エネルギー（再エネ）などの複数のエネルギーリソースを所有するアグリゲータを想定する。とくに、再エネについて、気象状況によって発電量が不確かに変動する特性に焦点をあてる。本稿で解説する市場モデルでは、再エネの変動を自身の責任で管理するというアグリゲータの振る舞いを適応型ロバスト最適化とよばれる数値最適化の枠組みで記述する。

1.2 電力市場に関連する文献

電力市場に関連する研究では、目的や状況設定などによって議論の内容は多岐にわたる。本節では、三つの側面で大別して関連研究を分類する。網羅的な文献調査は、たとえば、[3] などが参考になる。

1.2.1 前日市場と当日市場

前日市場は「オフライン計画」、当日市場は「オンライン運用」という観点で整理できる。前日市場では、市場参加者が所有するエネルギーリソースを活用した需給計画が取引される [4,5]。他方、当日市場では、前日計画と当日運用の差を補填するために必要なエネルギーリソースの空き容量が取引される [6,7]。そのため、容量市場と

もよばれている [1]。前日計画と当日運用の差は、たとえば、需要や再エネの予測誤差などにより生じる。一般に、市場参加者は有限のエネルギーリソースをこれらの複数の市場に配分して利潤の最大化を目指す。

1.2.2 開ループと閉ループ

市場参加者の振る舞いは、市場価格に応じて自身の利益を最大化する最適化問題で数値モデル化されることが多い。このような市場モデルは、市場参加者の意思決定によらず市場価格（またはその予測値）が所与であると想定する場合 [4,5,8] と、市場価格が市場参加者群による意思決定の総合で定まると想定する場合 [9,10] の二つに大別できる。前者は市場価格が外部入力として与えられるという意味で「開ループ」であり、後者は市場価格が他者との相互依存の結果として定まるという意味で「閉ループ」である。とくに、前者は「単独のプレイヤー」の視点での経済的計画や戦略的入札の問題であるのに対して、後者は「システム運用者」の視点でのシステム構築やメカニズムデザインの問題であることに注意されたい。なお、前者のような市場価格を所与とする問題設定は、しばしば、プライステイカー設定とよばれる。

1.2.3 ボトムアップとトップダウン

市場のモデル化に対するアプローチの違いは「ボトムアップ」と「トップダウン」の二つに分けられる。ボトムアップアプローチは、経験的に得られた知見を段階的に積み上げていく工学的なアプローチである。市場のモデル化に関する文献は、大半がボトムアップのアプローチで議論している。モデルを詳細化していくことにより解析の粒度を細かくできる一方で、得られるモデルは煩雑になることが多いため、核となる原理や原則を見いだすことが一般に難しくなる。他方、トップダウンアプローチは、抽象的な描像を起点として、詳細度を高めるように要素分解していく、逆工学的ないしシステム理論的なアプローチである。このアプローチにより市場のモデル化を議論した文献として、[11,12] などが挙げられる。原理原則に基づき構造化された市場制度を構築するためには、二つの相異なるアプローチを適切に統合することが不可欠である。本稿では、閉ループの前日市場をトップダウンアプローチで数値モデル化することを考える。

* 東京工業大学 工学院 システム制御系

† 東京海洋大学 学術研究院 海洋電子機械工学部門

Key Words: day-ahead energy markets, adjustable robust optimization, planned balancing policy, distributed energy resources, convex analysis.

第 1 表 市場精算の例 (3 アグリゲータ, 2 時間スロット)

	Agg. 1 (生産者)	Agg. 2 (消費者)	Agg. 3 (生産消費者)	精算価格
スロット 1 (午前)	150 [kWh]	-250 [kWh]	100 [kWh]	10 [円/kWh]
スロット 2 (午後)	100 [kWh]	-50 [kWh]	-50 [kWh]	5 [円/kWh]

2. エネルギー市場と数理最適化の関係

2.1 簡単な市場取引の例

本節では、エネルギーリソースの経済的な最適化と前日エネルギー市場の関係を説明する。まず、簡単な例として、3 者が参加する市場を考える。ここでの市場参加者は、発電機や蓄電池、再エネなどの複数のエネルギーリソースを所有するアグリゲータである。また、需給エネルギーの前日計画値を売買する時間スロットは、午前と午後の 2 スロットとする。

システム運用者の目的は、アグリゲータが売買する各スロットにおける需給エネルギーとその売買の価格を合理的に決定することである。ここでは、第 1 表のように、3 者間で需給エネルギーの計画値が売買される場合を考える。エネルギーの正と負は生産と消費に対応する。各アグリゲータの需給エネルギーは

$$\mathbf{x}_1^* = \begin{pmatrix} 150 \\ 100 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{x}_2^* = \begin{pmatrix} -250 \\ -50 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{x}_3^* = \begin{pmatrix} 100 \\ -50 \end{pmatrix}$$

と 2 次元のベクトルで表せる。同様に、精算価格は

$$\boldsymbol{\lambda}^* = \begin{pmatrix} 10 \\ 5 \end{pmatrix}$$

と表せる。これらがシステム運用者が合理的に定めるべき変数となる。なお、各ベクトルの次元は、売買が行われる時間スロットの数である。

売買される需給エネルギーの計画値は、各々すべての時間スロットにおける需給バランスを表す方程式として

$$\mathbf{x}_1^* + \mathbf{x}_2^* + \mathbf{x}_3^* = \mathbf{0} \quad (1)$$

を満たす必要があることに注意されたい。本稿では、需給エネルギーや精算価格の時系列ベクトル (太字) を需給プロファイルや価格プロファイルとよぶ。

2.2 数理最適化による市場精算の定式化

前項の議論を一般化することを考える。アグリゲータの添字集合を \mathbb{A} 、時間スロットの添字集合を \mathbb{T} と表す。第 1 表の例では

$$\mathbb{A} = \{1, 2, 3\}, \quad \mathbb{T} = \{\text{AM}, \text{PM}\}$$

である。本稿では、需給がバランスする需給プロファイル群 $(\mathbf{x}_\alpha^*)_{\alpha \in \mathbb{A}}$ とそれに対応する価格プロファイル $\boldsymbol{\lambda}^*$ をシステム運用者が決定するプロセスを市場精算とよぶ。

以下では、一般的な市場精算問題を最適化問題として表現する。各アグリゲータの目的関数は、経済学における利潤に設定する。具体的には、価格プロファイルが $\boldsymbol{\lambda}^*$ である場合のアグリゲータ α の利潤は

$$J_\alpha(\mathbf{x}_\alpha^*; \boldsymbol{\lambda}^*) = \langle \boldsymbol{\lambda}^*, \mathbf{x}_\alpha^* \rangle - F_\alpha(\mathbf{x}_\alpha^*) \quad (2)$$

で与えられる。ただし、 $\langle \boldsymbol{\lambda}^*, \mathbf{x}_\alpha^* \rangle$ は $\boldsymbol{\lambda}^*$ と \mathbf{x}_α^* の内積を表す。内積が正である場合は収入、負の場合は支出を表す。たとえば、第 1 表の場合には

$$\langle \boldsymbol{\lambda}^*, \mathbf{x}_1^* \rangle = 2000, \quad \langle \boldsymbol{\lambda}^*, \mathbf{x}_2^* \rangle = -2750, \quad \langle \boldsymbol{\lambda}^*, \mathbf{x}_3^* \rangle = 750$$

である。また、関数 F_α は、値が正の場合には需給プロファイル \mathbf{x}_α^* を実現するために必要なコストを表す。逆に、値が負の場合には、 \mathbf{x}_α^* を享受するベネフィットを表す。以下では、この F_α を需給コスト関数とよぶ。再エネや蓄電池などの特徴を反映した需給コスト関数を数学的に自然な形式で定式化することが、本稿における主題の一つである。詳細は 3 節で後述する。

すべてのアグリゲータに関して利潤を足し上げることにより、社会的な利潤が

$$\sum_{\alpha \in \mathbb{A}} J_\alpha(\mathbf{x}_\alpha^*; \boldsymbol{\lambda}^*) = \left\langle \boldsymbol{\lambda}^*, \sum_{\alpha \in \mathbb{A}} \mathbf{x}_\alpha^* \right\rangle - \sum_{\alpha \in \mathbb{A}} F_\alpha(\mathbf{x}_\alpha^*) \quad (3)$$

と得られる。この社会的利潤を最大化するように市場精算を行うことがシステム運用者の目的となる。

注目すべき点は、(1) 式の需給バランスが満たされているならば、社会的な収入 (右辺の内積項) は 0 となることである。これは「システムの外部からの収入や外部への支出がないこと」を意味している。このことから、需給バランスを満たしつつ社会的利潤を最大化する問題は、社会的コストを最小化する経済負荷配分問題

$$\min_{(\mathbf{x}_\alpha)_{\alpha \in \mathbb{A}}} \sum_{\alpha \in \mathbb{A}} F_\alpha(\mathbf{x}_\alpha) \quad \text{s.t.} \quad \sum_{\alpha \in \mathbb{A}} \mathbf{x}_\alpha = \mathbf{0} \quad (4)$$

と等価であることがわかる。ここで、主変数の最適解が、各アグリゲータが売買すべき需給プロファイルとなる。さらに、(4) 式の等式拘束に対する双対変数 (ラグランジュ定数) の最適解が、求めるべき価格プロファイルとなる。とくに、需給コスト関数が凸である場合には、市場精算問題は (4) 式の経済負荷配分問題と等価である。

3. 前日エネルギー市場の数理モデル化

3.1 アグリゲータの定式化

本項では、需給コスト関数を数学的に自然な形式で定式化することを考える。以下では、表記の簡単化のため、アグリゲータの添字 α は省略して表記する。

アグリゲータの時間スロット t での需給エネルギーを

$$x_t = g_t - l_t + p_t - q_t + \eta^{\text{out}} \delta_t^{\text{out}} - \frac{1}{\eta^{\text{in}}} \delta_t^{\text{in}} \quad (5)$$

と表す。ここで、 $x_t \in \mathbb{R}$ はアグリゲータ外部への方向を

正とした需給エネルギー, $g_t \in \mathbb{R}_{>0}$ は火力発電機による発電量, $l_t \in \mathbb{R}_{>0}$ は消費量, $p_t \in \mathbb{R}_{>0}$ と $q_t \in \mathbb{R}_{>0}$ は再エネの発電量と抑制量, $\delta_t^{\text{in}} \in \mathbb{R}_{>0}$ と $\delta_t^{\text{out}} \in \mathbb{R}_{>0}$ は蓄電池の充電量と放電量を表す. また, η^{in} と η^{out} は充電効率と放電効率を表す 1 以下の正定数である.

各変数のプロファイルは, 添字 t を省略した太字の記号で表す. たとえば, $\mathbf{x} = (x_t)_{t \in \mathbb{T}}$ である. 本稿では, 消費のプロファイル \mathbf{l} は不確かさのない定数ベクトルとする. 一方で, 再エネのプロファイル \mathbf{p} は, 与えられたシナリオ集合 \mathcal{P} で変動する不確かな変数とする. 具体的には

$$\mathbf{p} \in \mathcal{P}, \quad \mathcal{P} := \{\mathbf{p}^{(1)}, \dots, \mathbf{p}^{(m)}\} \quad (6)$$

と表現する. これは, 再エネの前日予測として, m 通りのシナリオの集合が得られていることを意味している.

火力発電のプロファイル \mathbf{g} , 再エネ抑制のプロファイル \mathbf{q} , 蓄電池の充放電プロファイル $\boldsymbol{\delta} := (\boldsymbol{\delta}^{\text{in}}, \boldsymbol{\delta}^{\text{out}})$ は, 物理制約の範囲でアグリゲータが自由に制御可能な変数である. アグリゲータは, これらの変数を適切に制御することによって, 再エネの不確かさを吸収し, 所望の需給プロファイル \mathbf{x} を実現する. 以下では, 火力発電と蓄電の物理的な制約条件を

$$\mathbf{g} \in \mathcal{G}, \quad \boldsymbol{\delta} \in \mathcal{D} \quad (7)$$

と表す. ここで, \mathcal{G} や \mathcal{D} は, 発電や蓄電の上下限值などの物理制約を表す集合である. また, 再エネの抑制量は発電量より必ず小さいことから, 各々の再エネシナリオ \mathbf{p} に対して, 再エネ抑制プロファイル \mathbf{q} に対する制約条件は, $\mathbf{q} \in [0, \mathbf{p}]$ となる. 以下では, この制約条件を

$$\mathbf{q} \in \mathcal{Q}(\mathbf{p}) \quad (8)$$

と表記する.

3.2 計画値同時同量制度の数学的解釈

ある需給プロファイルの計画値をアグリゲータが市場で取引するために必要なエネルギーリソース群の制御について考える. たとえば, 各々すべての時間スロットで「10」だけエネルギーを売却することや購入することは

$$x_1 = \dots = x_{|\mathbb{T}|} = 10, \quad x_1 = \dots = x_{|\mathbb{T}|} = -10$$

のように計画された需給プロファイル \mathbf{x} を実現することに対応する. 注目すべき点は, 計画された「特定の需給プロファイル」を実現するためには, 当日の再エネの不確かな変動を吸収するように, 可制御変数の組を調整しなければならないことである.

一方で, 自身の供給能力や消費能力に見合わない需給プロファイルの計画値を売買しようとしても, 一部もしくは全部の再エネシナリオ $\mathbf{p} \in \mathcal{P}$ に対して, どのように可制御変数の組

$$(\mathbf{g}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{q}) \in \mathcal{C}(\mathbf{p}), \quad \mathcal{C}(\mathbf{p}) := \mathcal{G} \times \mathcal{D} \times \mathcal{Q}(\mathbf{p})$$

を調整しても所望の計画値が実現できない場合が生じる. このような状況が生じないように, 各々すべてのシナリオ $\mathbf{p} \in \mathcal{P}$ に対して, (5) 式を満たす可制御変数の組 $(\mathbf{g}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{q})$ が少なくとも 1 組は存在するような「確実に実現可能な需給プロファイル \mathbf{x} のみ」が市場取引の対象となる. 具体的には, それらの集合は

$$\mathcal{X} := \{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^{|\mathbb{T}|} : \mathcal{F}(\mathbf{x}; \mathbf{p}) \neq \emptyset, \forall \mathbf{p} \in \mathcal{P}\} \quad (9)$$

と表せる. ここで, 再エネシナリオ $\mathbf{p}^{(i)}$ のもとで, 所望の需給プロファイル \mathbf{x} を実現する可制御変数の組 $(\mathbf{g}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{q})$ の制御可能範囲を

$$\mathcal{F}(\mathbf{x}; \mathbf{p}^{(i)}) := \{(\mathbf{g}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{q}) \in \mathcal{C}(\mathbf{p}^{(i)}) : (5) \text{ 式が成り立つ}\}$$

と表現している. 再エネの不確かさによらず確実に実現可能な需給プロファイルのみを前日市場で取引するという前提は「各アグリゲータが自身の所有する再エネの変動を自らの責任で管理しなければならないこと」を表している. すなわち「計画値同時同量制度」である.

3.3 需給コスト関数の定式化

前日市場で売買可能な需給プロファイル $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$ の計画値を実現するのに必要なコストを考える. ここで, 火力発電の発電コスト関数と蓄電池の充放電コスト関数

$$G: \mathcal{G} \rightarrow \mathbb{R}, \quad D: \mathcal{D} \rightarrow \mathbb{R} \quad (10)$$

は所与であるとする. これらのコスト関数は, 発電機の燃料費や蓄電池の劣化費などを表す. これらを用いて, 需給コスト関数がつぎのように定式化できる.

【定理 1】 (7) 式の発電と蓄電の物理制約について, 集合 \mathcal{G} と \mathcal{D} がともに凸であるならば, (9) 式の集合 \mathcal{X} は凸である. また, (10) 式の関数 G と D がともに凸であるならば, 集合 \mathcal{X} を定義域として

$$F(\mathbf{x}) := \max_{\mathbf{p} \in \mathcal{P}} \min_{(\mathbf{g}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{q}) \in \mathcal{F}(\mathbf{x}; \mathbf{p})} \{G(\mathbf{g}) + D(\boldsymbol{\delta})\} \quad (11)$$

で定義される需給コスト関数は凸関数である.

変数 $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$ は, (5) 式の等式拘束を規定する連続変数であることに注意されたい. 変数 \mathbf{x} をある値に固定した場合には, (11) 式の右辺は, 各々の再エネシナリオ $\mathbf{p} \in \mathcal{P}$ に対する有限個の凸最適化問題群となる. しかしながら, \mathbf{x} は連続変数であることから, (11) 式の需給コスト関数は, 凸最適化問題群を無数に集めた総体となっている. 定理 1 は「連続変数でパラメータ化された凸最適化問題群の総体」により定義された需給コスト関数が, その連続変数に関して凸であることを示している.

3.4 需給コスト関数の意味

例として, すべての時間スロットにおいて, アグリゲータの内部だけで需給をバランスする

$$x_1 = \dots = x_{|T|} = 0$$

を実現するためのコスト $F(\mathbf{0})$ を考える. 説明のため, 再エネシナリオとして, i 番目のシナリオ $\mathbf{p}^{(i)}$ が生起する場合をはじめに考える. このとき, (9) 式の $\mathcal{F}(\mathbf{0}; \mathbf{p}^{(i)})$ は, アグリゲータ内で需給をバランスするすべての

$$(\mathbf{g}, \delta, \mathbf{q}) \in \mathcal{C}(\mathbf{p}^{(i)})$$

の組を表す. もし再エネシナリオ $\mathbf{p}^{(i)}$ のもとで $\mathbf{x} = \mathbf{0}$ を実現する $(\mathbf{g}, \delta, \mathbf{q})$ が存在しないならば, $\mathcal{F}(\mathbf{0}; \mathbf{p}^{(i)})$ は空集合となる. したがって, $\mathbf{x} = \mathbf{0}$ は, \mathcal{X} の要素に含まれない. 言い換えれば, $\mathbf{x} = \mathbf{0}$ は, ある再エネのシナリオに対して実現不可能となる需給プロファイルであるため, 前日市場で売買することはできない.

一方で, 再エネシナリオ $\mathbf{p}^{(i)}$ に対して, アグリゲータ内で需給をバランスする $(\mathbf{g}, \delta, \mathbf{q})$ が存在する場合には, その候補は一般に無数に存在する. すなわち, $\mathcal{F}(\mathbf{0}; \mathbf{p}^{(i)})$ は無限個の $(\mathbf{g}, \delta, \mathbf{q})$ の集合となる. そのような $(\mathbf{g}, \delta, \mathbf{q})$ のうち, 発電コストと充放電コストの和を最小にするものを選択することが経済的である. すなわち

$$F'(\mathbf{0}; \mathbf{p}^{(i)}) := \min_{(\mathbf{g}, \delta, \mathbf{q}) \in \mathcal{F}(\mathbf{0}; \mathbf{p}^{(i)})} \{G(\mathbf{g}) + D(\delta)\} \quad (12)$$

という連続変数の凸最適化問題を解く. この $F'(\mathbf{0}; \mathbf{p}^{(i)})$ は, 再エネシナリオ $\mathbf{p}^{(i)}$ のもとで, アグリゲータ内で需給をバランスする場合の最小コストを表している.

この最小化問題の解となる可制御変数 $(\mathbf{g}^*, \delta^*, \mathbf{q}^*)$ は「再エネシナリオ $\mathbf{p} \in \mathcal{P}$ や需給プロファイル $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$ の陰関数」である点に注意されたい. このことは, 前日市場で売買する需給プロファイルの計画値を実現するために, 再エネの不確かな変動に合わせて, 所有するエネルギーリソース群を最適に制御することを表現している.

最後に, 各々の再エネシナリオに対する (12) 式の最小コストを計算し, その最悪値を計算することで

$$F(\mathbf{0}) = \max_{i \in \{1, \dots, m\}} F'(\mathbf{0}; \mathbf{p}^{(i)})$$

を求める. これは, 最悪な再エネシナリオを想定した場合における, $\mathbf{x} = \mathbf{0}$ を実現するための最小コストである.

この計算過程をすべての連続変数 $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$ について考えて, 無限個の計算結果の総体として得られる関数が, (11) 式の需給コスト関数 F である. なお, 関数 F を閉じた関数として陽に書き下すことは一般に不可能であるが, 各点の \mathbf{x} に対してその関数値 $F(\mathbf{x})$ を計算することは可能である. したがって, (4) 式の市場精算問題を実際に解くことは可能である. たとえば, 勾配法などの凸最適化アルゴリズムを適用すればよい [13].

また, (4) 式の市場精算問題は, min-max-min の形式をもつ適応型ロバスト最適化 (adaptive robust optimization) とよばれる最適化問題となる [14]. 言い換えれば, 計画値同時同量制度のもとで, 各アグリゲータが

再エネの不確かさを管理して需給の計画値を売買する前日市場を適応型ロバスト最適化で数理モデル化している.

4. 数値解析例

4.1 解析するエネルギー市場の設定

5 アグリゲータが参加する 24 時間スロットの前日エネルギー市場を考える. 各アグリゲータの消費プロファイルは, 住宅などの典型的なプロファイルとする. たとえば, アグリゲータ 1 の消費プロファイルは, 第 1 図 (a1) の丸付きの黒線である. また, 図 (b1) 最上部の黒点線は, すべてのアグリゲータの消費プロファイルの総和である. 図 (b2) や図 (b3) の黒点線も同じプロファイルである.

各アグリゲータについて, 太陽光発電を想定した 10 通りの再エネシナリオを考える. たとえば, 図 (a1) の細線は, アグリゲータ 1 の再エネシナリオ群である. 各アグリゲータの再エネシナリオの平均値の和を総消費プロファイルから減じたものを図 (b1) の緑点線で示す. 図 (b2) や図 (b3) の緑点線も同じプロファイルである. なお, 再エネの導入量は, 太陽光発電協会による 2050 年の推計 [15] を想定している.

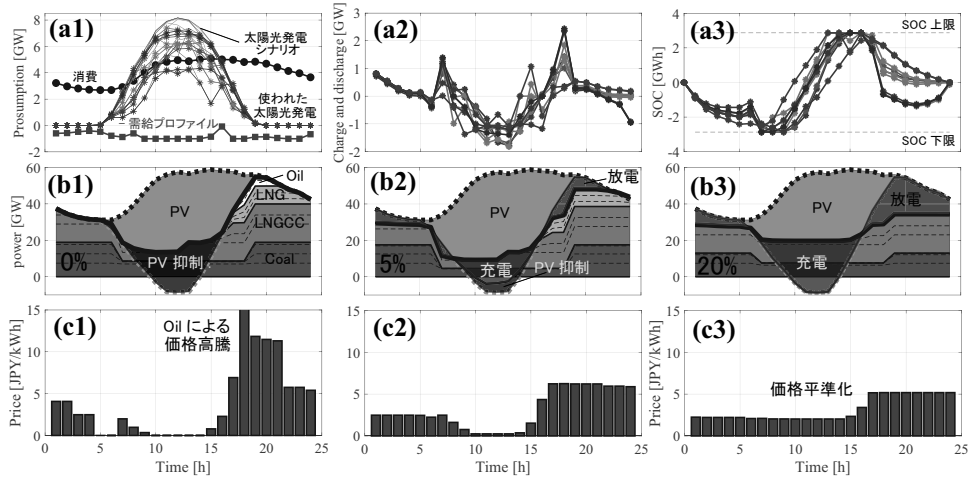
本節では, 蓄電池の普及レベルを変化させて市場精算の結果を解析する. 蓄電池の普及レベルは, つぎのように定義する. 総消費量は 9500 万軒の住宅の消費量に相当している. 住宅に換算して, $r\%$ の住宅それぞれが, インバータ容量が $\pm 7[\text{kW}]$, 蓄電容量が $14[\text{kWh}]$ の蓄電池を所有しているとき, 蓄電池の普及レベルは $r\%$ であると表記する. なお, 蓄電池の充放電効率は 0.95 とする.

各アグリゲータが所有する火力発電機の一覧を第 2 表に示す. 最前列の「所有者」は, 当該の発電機を所有するアグリゲータの番号を表す. 「容量」と「コスト」は, 発電機の発電上限と燃料単価である. 最後列の「持続時間」は, 各発電機の発電量を調整する周期を表す. たとえば, Coal (A) の持続時間が $12[\text{h}]$ であることは, 昼間と夜間の 12 時間で同じ発電量を持続することを表す. 3 種の発電機をもつアグリゲータ 1 の発電コスト関数は

$$\begin{aligned} G_1(\mathbf{g}_1) &= \min_{(\mathbf{g}_1^{(1)}, \mathbf{g}_1^{(2)}, \mathbf{g}_1^{(3)})} \sum_{k=1}^3 c_1^{(k)} \mathbf{1}^T \mathbf{g}_1^{(k)} \\ \text{s.t. } \mathbf{g}_1 &= \sum_{k=1}^3 \mathbf{g}_1^{(k)}, \quad (\mathbf{g}_1^{(1)}, \mathbf{g}_1^{(2)}, \mathbf{g}_1^{(3)}) \in \prod_{k=1}^3 \mathcal{G}_1^{(k)} \end{aligned}$$

と与えられる. ただし, $c_1^{(k)} [\text{円/kWh}]$ と $\mathcal{G}_1^{(k)}$ はそれぞれ発電機の燃料費と制約条件を表す. なお, $\mathbf{1}$ はすべての要素が 1 のベクトルである. ほかのアグリゲータの発電コスト関数も同様である.

充放電コスト関数 D_α はつぎのように設定する. 蓄電量 (SOC: State of Charge) の基準値を 50% として, そこからの偏差として定義された蓄電量の初期値を σ_α^0 と表す. ここで, 終端時刻の蓄電量が多くなるにしたがっ



第 1 図 (a) 蓄電池普及レベル 5% の場合に得られたプロファイル。 (a1) 需給プロファイル（符号反転），消費プロファイル，再エネシナリオ，再エネ抑制量プロファイル。 (a2) 充放電プロファイル。 (a3) SOC プロファイル。 (b) 需給バランスの内訳。 (c) 価格プロファイル。 (b1,c1) 蓄電池普及レベル 0%。 (b2,c2) 5%。 (b3,c2) 20%。

第 2 表 List of thermal generators

所有者	種類	容量 [MW]	コスト [円/kWh]	持続時間 [h]
1	Coal (C)	3000	1.95	12
1	LNG (A)	2250	5.48	1
1	Coal (D)	1500	4.88	12
2	Coal (A)	2500	4.23	12
2	Coal (B)	2000	3.58	12
2	Oil (A)	500	12.39	1
2	Oil (B)	500	11.31	1
2	LNG (B)	1000	5.40	1
3	Coal (A)	2760	4.23	12
3	LNGCC (C)	8312	1.91	6
3	LNGCC (B)	4500	4.07	1
3	LNGCC (A)	3700	2.48	1
3	LNG (C)	2400	6.02	1
3	LNG (B)	1050	5.40	1
3	LNG (A)	1000	5.48	1
3	Oil (C)	900	11.48	1
3	Oil (B)	675	11.31	1
4	LNGCC (A)	1265	2.48	1
4	LNGCC (C)	1710	1.91	6
4	Coal (D)	1160	4.88	12
4	LNG (B)	820	5.40	1
4	Oil (B)	831	11.31	1
4	Oil (A)	957	12.39	1
5	Oil (A)	751	12.39	1
5	Coal (C)	4450	1.95	12
5	Oil (B)	1000	11.31	1
5	LNG (C)	1340	6.02	1
5	LNGCC (B)	1560	4.07	1
5	Coal (B)	3130	3.58	12
5	Oil (C)	1250	11.48	1

で翌日より多くのエネルギーを売却できることを考慮して，各アグリゲータは，終端蓄電量に関して

$$D_{\alpha}(\delta_{\alpha}) = -d(\sigma_{\alpha}^{\text{fin}}(\delta_{\alpha})) \quad (13)$$

の価値評価を行うものとする。ただし， $\sigma_{\alpha}^{\text{fin}}$ は

$$\sigma_{\alpha}^{\text{fin}}(\delta_{\alpha}) := \sigma_{\alpha}^0 + \mathbf{1}^T (\delta_{\alpha}^{\text{in}} - \delta_{\alpha}^{\text{out}})$$

で定義される終端蓄電量である。また， $d: \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}$ は

$$d(\sigma) := \begin{cases} a_4(\sigma - \bar{\sigma}) + a_3\bar{\sigma}, & \bar{\sigma} \leq \sigma, \\ a_3\sigma, & 0 \leq \sigma < \bar{\sigma}, \\ a_2\sigma, & \underline{\sigma} \leq \sigma < 0, \\ a_1(\sigma - \underline{\sigma}) + a_2\underline{\sigma}, & \sigma < \underline{\sigma} \end{cases}$$

で定義される凹関数である。以下の解析では，すべてのアグリゲータについて， $\sigma_{\alpha}^0 = 0$ ， $a_1 = 11$ ， $a_2 = 8$ ， $a_3 = 4$ ， $a_4 = 1$ とする。また， $\underline{\sigma}$ と $\bar{\sigma}$ は，全蓄電量の 37.5% と 62.5% にそれぞれ設定する。

4.2 解析結果

まず，蓄電池の普及レベルが 5% である場合のアグリゲータ 1 の各プロファイルを図 (a1)–(a3) に示す。図 (a1) では，符号を反転させた需給プロファイルが四角付きの青実線で，再エネシナリオから抑制量プロファイルを減じたものがアスタリスクが付記された実線で示されている。また，各々の再エネシナリオに対する蓄電池の充放電プロファイルと蓄電量プロファイルが図 (a2) と図 (a3) に示されている。これらから，適切な太陽光発電の抑制と蓄電池充放電の調整により，太陽光発電の不確かさが吸収されていることがわかる。

図 (b1)–(b3) には，蓄電池の普及レベルを変化させた場合の電力システム全体での需給の内訳を表示している。また，図 (c1)–(c3) には，得られた価格プロファイルを表示している。図 (b1)–(b3) における黒太線は火力発電量の総和を示している。暗い赤の領域は，各アグリゲータに関する再エネ抑制量の平均値の総和を表している。また，図 (b2) と図 (b3) の青実線は，各アグリゲータに関する充放電の平均値の総和を表している。

これらの図から，蓄電池が普及することによって，再エネ抑制量が適切に減少していることがわかる。また，蓄電池が十分に普及すると蓄電池による裁定取引が可能となるため，ピーク価格が低減されて一日を通して価格が平準化されることもわかる。特に注目すべき点は，蓄電池が普及していない場合には，再エネを抑制してでも火力発電を増やさなければならないことである。この事実，再エネと同時に十分な蓄電池が普及した場合には，再エネを利用する優先順位（メリット・オーダー）は火

力発電よりも高くなる一方で、蓄電池が普及していない場合には、再エネの優先順位は火力発電より必ずしも高くはならないことを示している。このように、本稿で解説したエネルギー市場モデルでは、再エネの不確かさは「負の価値」として数理最適化に基づき評価される。

5. おわりに

本稿では、適応型ロバスト最適化の枠組みに基づいて計画値同時同量制度を数学的に解釈することにより、再エネの不確かさや蓄電池によるエネルギーの時間シフトの価値を定量化するエネルギー市場の数理モデルを解説した。数値解析例では、再エネと同時に十分な蓄電池が普及した場合に、再エネの優先順位は火力発電よりも高くなる一方で、蓄電池が普及していない場合には、再エネの優先順位は火力発電より必ずしも高くないことを示した。この事実は、不確かさを適切に考慮する場合には、再エネの実質的な限界費用が火力発電の限界費用よりも高くなる可能性があることを示唆している。

(2022年7月11日受付)

参考文献

- [1] 経済産業省資源エネルギー庁: エネルギー白書 (2022)
- [2] T. Ishizaki, M. Koike, N. Yamaguchi, Y. Ueda and J.-i. Imura: Day-ahead energy market as adjustable robust optimization: Spatio-temporal pricing of dispatchable generators, storage batteries, and uncertain renewable resources; *Energy Economics*, Vol. 91, p. 104912 (2020)
- [3] A. Bublitz, D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz and W. Fichtner: A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms; *Energy Economics*, Vol. 80, pp. 1059–1078 (2019)
- [4] G. Liu, Y. Xu and K. Tomovic: Bidding strategy for microgrid in day-ahead market based on hybrid stochastic/robust optimization; *Smart Grid, IEEE Transactions on*, Vol. 7, No. 1, pp. 227–237 (2016)
- [5] M. R. Sarker, Y. Dvorkin and M. A. Ortega-Vazquez: Optimal participation of an electric vehicle aggregator in day-ahead energy and reserve markets; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No. 5, pp. 3506–3515 (2016)
- [6] J. Knudsen, J. Hansen and A. M. Annaswamy: A dynamic market mechanism for the integration of renewables and demand response; *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, Vol. 24, No. 3, pp. 940–955 (2015)
- [7] D. J. Shiltz, M. Cvetković and A. M. Annaswamy: An integrated dynamic market mechanism for real-time markets and frequency regulation; *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, Vol. 7, No. 2, pp. 875–885 (2016)
- [8] G. He, Q. Chen, C. Kang, P. Pinson and Q. Xia: Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life; *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 7, No. 5, pp. 2359–2367 (2015)
- [9] I. Savelli, B. Cornélusse, A. Giannitrapani, S. Paoletti and A. Vicino: A new approach to electricity market clearing with uniform purchase price and curtailable block orders; *Applied Energy*, Vol. 226, pp. 618–630 (2018)
- [10] B. Cornélusse, I. Savelli, S. Paoletti, A. Giannitrapani and A. Vicino: A community microgrid architecture with an internal local market; *Applied Energy*, Vol. 242, pp. 547–560 (2019)
- [11] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors and R. E. Bohn: *Spot Pricing of Electricity*, Springer Science & Business Media (2013)
- [12] D. A. Schiro, T. Zheng, F. Zhao and E. Litvinov: Convex hull pricing in electricity markets: Formulation, analysis, and implementation challenges; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No. 5, pp. 4068–4075 (2016)
- [13] S. Boyd and L. Vandenberghe: *Convex Optimization*, Cambridge University Press (2004)
- [14] A. Ben-Tal, A. Goryashko, E. Guslitser and A. Nemirovski: Adjustable robust solutions of uncertain linear programs; *Mathematical Programming*, Vol. 99, No. 2, pp. 351–376 (2004)
- [15] JPEA: ビジョン PV OUTLOOK 2050, Technical report, 一般社団法人太陽光発電協会 (2020)

著者略歴

いし ざき 石 崎 孝 幸 (正会員)



2012年東京工業大学大学院情報理工学研究科博士課程修了。2012年11月同研究科助教、2020年4月工学院システム制御系准教授、2011年日本学術振興会特別研究員(DC)、2012年同研究員(PD)兼スウェーデン王立工科大学客員研究員。博士(工学)。2010年度計測自動制御学会論文賞、2015年度システム制御情報学会論文賞、2019年計測自動制御学会制御部門パイオニア賞、2020 IEEE Control Systems Magazine Outstanding Paper Award、令和3年度文部科学大臣表彰若手科学者賞などを受賞。

こ いけ 池 雅 和 (正会員)



2013年信州大学大学院総合工学系研究科博士課程修了。同年東京工業大学大学院情報理工学研究科産学官連携研究員兼CREST研究員、2015年4月東京海洋大学学術研究院助教、2020年4月学術研究院准教授。博士(工学)。2015年度システム制御情報学会論文賞、2016年度財団法人油空圧機器技術振興財団論文賞、SICE Annual Conference 2020 国際賞(アプリケーション賞)などを受賞。