

2026 年 2 月 5 日

日本における同時市場の制度設計と運用構造 ～分散型給電体制を維持したまま目指す制度的最適化～

一般財団法人日本エネルギー経済研究所
電力ユニット 電力グループマネージャー 研究主幹
大西 健一

近年、変動性再生可能エネルギー（以下、変動性再エネ）の導入拡大や化石燃料調達リスクの顕在化を背景として、卸電力市場や需給調整市場における売り入札不足や価格高騰、需給バランス維持の困難化、さらには系統混雑の増加など、電力システム上の課題が顕在化している。今後、変動性再エネの大量導入が進展すれば、これらの問題は一層深刻化することが見込まれる。こうした状況に対応するためには、電力システム全体を俯瞰した総合的な対策が不可欠であり、その有力な手法の一つとして、実需給に近い時点で電源運用を最適化する仕組みである「同時市場」が提案されている。本稿では、日本の分散型給電体制を前提として、同時市場の制度設計および運用構造を整理するとともに、米国 PJM に代表される集中型給電体制との比較を通じて、今後の制度設計における留意点および課題を明らかにする。

1. 同時市場を導入する背景

日本で同時市場の導入が検討されている背景には、電力システムを取り巻く環境が大きく変化する中で、従来の市場構造および需給運用の枠組みでは、安定性と効率性を同時に確保することが次第に困難になりつつあるとの問題意識がある。再エネの導入拡大に伴う出力変動性の増大に加え、燃料価格の高騰や調達不確実性の顕在化により、卸電力市場や需給調整市場では、売り入札不足、価格の急騰、調整力不足といった課題が顕在化してきた。

これらの問題の背景には、電力量（kWh）と調整力（ ΔkW ）が別個の市場で取引されてきたことに起因する、制度上の構造的な歪みがあると指摘されている。発電事業者にとって、電力として供出するか、あるいは調整力として余力を供出するかの判断は事業者自身に委ねられており、需給が逼迫する局面では「供給力の取り合い」が生じやすい。この結果、市場全体として最適な電源配分が実現されにくい状況が生じてきた。

こうした課題への対応として、電力と調整力を一体的に確保し、実需給に近い時点で最適に配分する仕組みの必要性が強く認識されるようになった。同時市場は、卸電力市場と需給調整市場の間に存在していた供給力の競合を解消し、市場段階において需給バランスや系統制約を織り込んだ電源構成を形成する手段として位置付けられている。また、火力発電の起動費や最低出力に伴う費用など、電源固有の費用特性を十分に反映できなかった従来の市場設計を見直し、系統制約を考慮した起動・停止計画（SCUC：Security Constrained Unit Commitment）および系統制約を考慮した経済負荷配分（SCED：Security Constrained Economic Dispatch）を用いた最適化を通じて、システム全体としての発電コスト最小化を図る点も、同時市場導入の重要な狙いである。

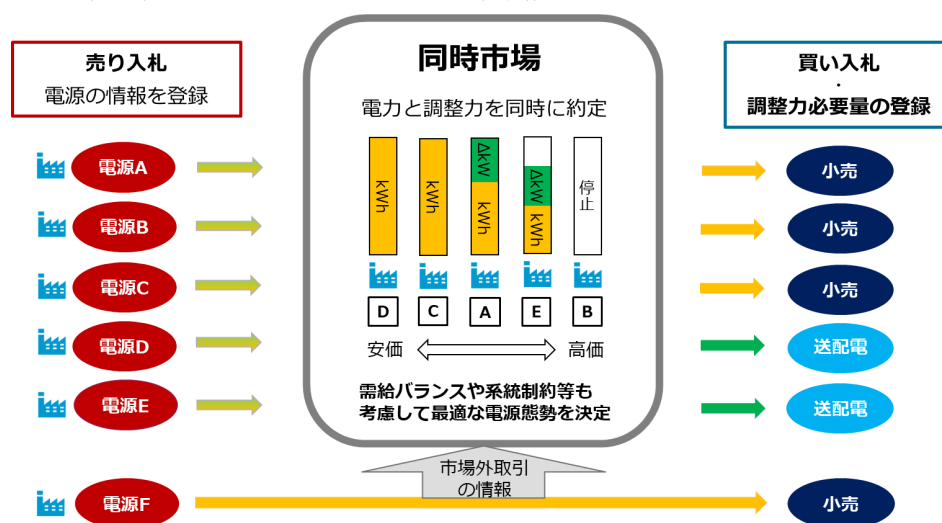
さらに、将来的にも再エネの導入が継続することを踏まえると、需給予測誤差や必要な調整力は今後一層拡大すると想定される。このため、前日市場から実需給に近づくにつれて段階的かつ反復的に最適化を行い、需給変動や系統制約に柔軟に対応できる市場・運用一体型の仕組みを構築することが重要であると考えられている。

2. 同時市場の概要

同時市場とは、これまで別個に取引されてきた電力量 (kWh) と調整力 (Δ kW) を同一の市場において同時に約定させ、実需給に近い時点で電源運用を最適化することを目的とした新たな市場制度である。発電事業者は、発電機単位で起動費、最低出力費用、増分費用カーブをスリーパート・オファーとして提出するとともに、出力容量の上限・下限、起動時間、出力変化速度など、電源の制御に必要な運転パラメータも登録する¹。市場運営者は、これらの情報を基に、SCUC および SCED を実行し、各電源の起動・停止の要否、ならびに時間帯ごとの出力および調整余力の配分を一体的に決定する。

同時市場は、実需給の 1 週間前から実需給 1 時間前のゲートクローズ直前までを対象として開催され、週間運用、前日市場、時間前市場、直前市場といった複数の市場段階で構成される。週間運用では、実需給の 1 週間前から前々日にかけて、揚水発電の運用計画や、起動に長時間を要する電源の起動判断が行われる。前日市場および時間前市場では、前日以降の需給見通しを反映しつつ、電源の起動停止計画および出力配分の見直しが実施される。さらに、ゲートクローズ直前には直前市場が開催され、起動済み電源を前提として出力配分のみが行われる。

同時市場における電力量 (kWh) の価格形成は、電力と調整力を同時に確保することを前提として、系統制約等を考慮しつつ、発電費用が最小となるよう電源の起動停止および出力量を決定した結果に基づいて行われる。具体的には、系統全体で 1kWh を追加的に供給する場合の限界費用が市場価格として示される。なお、この市場価格のみでは回収できない起動費や最低出力に伴う固定的な費用については、アップリフトによって補填する仕組みを設けることで、発電事業者が適切にコスト回収を行うことが可能となるよう制度設計がなされている。



¹ 資源エネルギー庁. (2025 年). 同時市場の在り方等に関する検討会 第二次中間取りまとめ. Retrieved January 20, 2026, from https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/20251015_1.pdf

図-1 同時市場の概要

〔出所〕資源エネルギー庁. (2025 年). 電力システム改革の検証を踏まえた制度設計 WG とりまとめ (案) (資料 4-1). Retrieved January 20, 2026, from https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/pdf/004_04_01.pdf

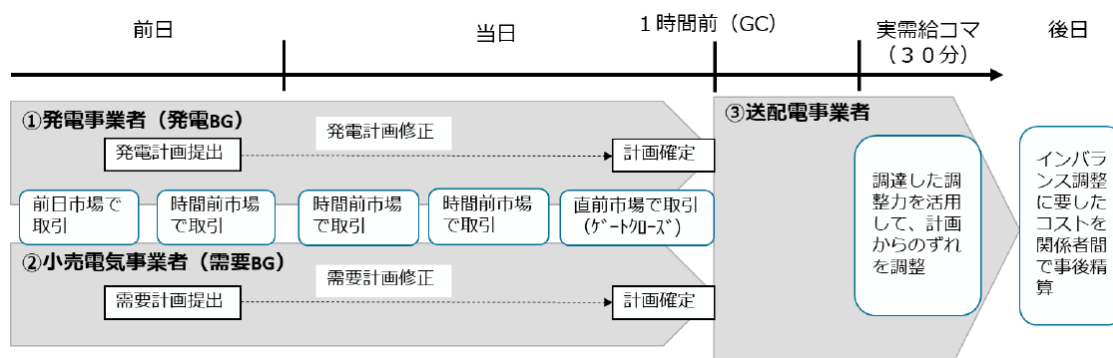


図-2 同時市場導入後の市場取引・計画提出の流れ

〔出所〕資源エネルギー庁. (2025 年). 同時市場の在り方等に関する検討会 第二次中間取りまとめ. Retrieved January 20, 2026, from https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/20251015_1.pdf

表-1 日本の需給調整の現行体制と同時市場導入後の体制の比較

項目	現行体制	同時市場導入後
基本的な考え方	電力 (kWh) と調整力 (Δ kW) を別市場で取引	電力 (kWh) と調整力 (Δ kW) を同一市場で同時約定
主な市場	卸電力市場 (スポット・時間前) + 需給調整市場	同時市場 (週間運用・前日市場・時間前市場・直前市場)
市場の目的	電力取引と調整力確保をそれぞれ個別に実施	前日から実需給に近い時点で電源確保を最適化
電源の入札方法	卸電力市場には kWh 単価、需給調整市場には Δ kW 単価による入札	起動費・最低出力費用・増分費用カーブを登録するスリーパート・オファー
起動費・最低出力費用の扱い	ブロック入札等で事業者が工夫して回収	SCUC・SCED で考慮し、未回収分はアップリフトで補填
系統制約の考慮	卸電力取引所では地内系統の制約を考慮しない (地域間の連系線制約のみ考慮)、系統運用者がゲートクローズ後に再給電	基幹系統 (上位 2 電圧階級) の制約を考慮 下位系統は系統運用者がゲートクローズ後に再給電
ゲートクローズ以降の需給調整	一般送配電事業者が需給・周波数調整、系統運用を実施	同左 (同時市場はゲートクローズで終了)
需給調整の主体	ゲートクローズ前: 発電・小売事業者 (balancing group) ※インバランス料金が需給調整のインセンティブとなる位置付け ゲートクローズ後: 一般送配電事業者	基本構造は同じ (分散型給電体制を維持)
調整力の確保	需給調整市場 + 余力活用契約	同時市場で確保 (余力活用は補完)
kWh 価格の考え方	単純なメリットオーダーに基づくエリア価格	最適電源態勢における 1kWh の限界増分費用

〔出所〕各種資料をもとに筆者が作成

3. 分散型給電体制下における同時市場の導入

日本において同時市場が導入された場合であっても、電力需給調整の基本構造は引き続き「分散型給電体制」を前提とする。この体制の特徴は、需給調整の主体が時間軸に応じて明確に分担されている点にある。実需給 1 時間前のゲートクローズ以前の段階では、発電事業者や小売電気

事業者等から構成されるバランシンググループ（BG）が主体となり、自らの責任において需給計画を策定し、市場取引等を通じて需給バランスを確保する。一方、ゲートクローズ以降の実需給段階においては、一般送配電事業者が需給調整および周波数調整を担い、安定供給を最優先として給電指令を行う。

これに対し、米国東部における地域送電機関（RTO）である PJM は、市場運営と系統運用を一体的に担う「集中型給電体制」を採用している。PJM では、前日市場からリアルタイム市場に至るまで、需給バランス、系統制約、周波数維持を一元的に管理し、その過程で地点別限界価格（LMP）を算出する。このため、日本の分散型給電体制に見られるように、ゲートクローズを境として需給調整の主体が切り替わるという制度的枠組みは採用されていない。

すなわち、日本では、バランシンググループが主体的に需給計画を策定し、その計画と実績の乖離に対して一般送配電事業者が実需給段階で調整を行うという分担構造が制度の前提となっているのに対し、PJM では需給調整機能が地域送電機関である PJM に集約されている。発電事業者や需要家は、発電・需要に関する情報の提示や入札、ならびに給電指令への遵守を通じて市場および運用に参加する位置付けにあり、需給調整の運用主体は一貫して PJM に置かれている点に大きな相違がある。なお、集中型給電体制の PJM にも相対契約（その履行のためにセルフスケジュールが選択される）が一定程度存在しており、発電事業者と小売電気事業者との間で価格変動リスクをヘッジするという意味合いが強い。一方で、PJM では需給調整の運用主体は PJM に集約されているため、相対契約の当事者である発電事業者が小売電気事業者の需要に合わせて調整を行う制度構造とはなっていない。他方、日本の分散型給電体制における相対契約では、ゲートクローズまでに発電事業者（発電 BG）が需給調整を行うインセンティブが高い。

4. 日本の同時市場に関する留意点

最後に、日本において同時市場を導入する際に留意すべき点について、私見を述べる。

第一に、米国 PJM では、前日市場が金融的なリスクヘッジの場として位置付けられており、バーチャル入札（Virtual Bidding）が認められている。この仕組みにより、前日市場とリアルタイム市場との価格差は裁定取引を通じて収斂する方向に働き、地点別価格制度の下においても市場の流動性や価格形成の合理性が確保されている。一方、日本の前日市場では金融的な入札制度が採用されておらず、現行制度のまま将来的にゾナルプライシングやノードルプライシングを導入した場合、前日市場価格とインバランス料金との間に、ゾーン別または地点別の大きな価格乖離が生じる可能性がある。

第二に、日本において仮にゲートクローズ以前は同時市場システム、ゲートクローズ以降は一般送配電事業者の中給システムという位置付けになるとした場合、前日からリアルタイムに至るまで需給調整と価格形成を一体的に行う PJM の集中型給電体制と比較すると、両システム間の情報連続性や運用効率性の面で、一定の制約が残る可能性がある点には留意が必要である。

第三に、日本では、ゲートクローズ以前の需給調整責任をバランシンググループに負わせる制度設計を前提としているため、前日市場の後に時間前市場を複数回開催し、さらにゲートクローズ直前にも市場を開催する構成が想定されている。その都度、バランシンググループは再入札や調整を行い、SCUC・SCED による最適化が繰り返されることとなる。この結果、需給状況によっ

ては市場結果が各断面で大きく変動する可能性があり、balancingグループ側の実務負担（計画差し替え等）の増大や、電源運用（起動計画の変更等）の混乱、さらには市場運営者側のシステム負荷の増大を招かないかについて、慎重な検討が求められる。なお、集中型給電体制を採用する PJM では、前日市場とリアルタイム市場からなる二階建て構造となっており、この点では、分散型給電体制を前提とした同時市場と比べて、よりシンプルな制度設計となっている点にも留意すべきである。

以上を踏まえると、日本が将来にわたって分散型給電体制を維持するのであれば、PJM のような集中型給電体制とは制度的な前提が大きく異なるため、同様の方向性へと進化させることは必ずしも容易ではないと考えられる。このため、日本と同じく分散型給電体制を採用している欧州の制度対応に注目することもある有益である。例えば、balancingグループ側に需給調整の責任をより委ねることを前提として、欧州で導入されている取引コマの短縮（日本では現行 30 分単位）や、ゲートクローズ時点の後ろ倒し（現行は実需給 1 時間前）といった制度変更を検討する余地も考えられる。制度やシステムを過度に固定化することなく、環境変化に応じて柔軟に調整可能な設計としておくことが、長期的な制度安定性を確保する上で不可欠である。

(1) ΔkW とkWhの効率的利用のための2つのオプション		
● オプション①：同時市場の導入（ΔkWとkWhの同時調達）※米国RTO/ISOで実施 ● オプション②：需給調整制度の改良（現行の前日スポット市場の枠組みは変更せずに、ゲートクローズを実需給に近づけ、balancing間隔を短縮）※欧州で実施		
	同時市場の導入	需給調整制度の改良
利点	・送配電側がΔkWとkWhを効率的に利用可能。（※ 未利用のΔkWをkWhでも活用可能） ・送配電側が限界費用、起動費や最低出力コストを考慮するため効率的な計画を策定することが可能。	・現行制度の改良であるため発電・小売側の負担が少ない。（※日本の電力システムは欧州型を基本としているため、親和性が高い） ・各発電事業者がそれぞれの燃料確保の状況等を踏まえて長期的な電源運用を行うことが可能。
欠点	・発電・小売側はシステム改良、業務フローの再設計や職員のトレーニング等の負担増加。 ・各発電事業者の燃料制約等の情報まで考慮することは困難であるため、長期的な需給運用の効率性を達成できるか懸念。	・発電・小売側が適切に需給調整を実施できるか懸念。 ・ΔkWとkWhの非効率的な運用は残る。（※ 未利用のΔkWが部分的に残る）

図-3 「同時市場の導入」と「需給調整制度の改良」との利点・欠点

〔出所〕日本エネルギー経済研究所. (2024 年). 日本の電力システムの課題と今後に向けて ～歴史的変遷と環境変化～（電力・ガス基本政策小委員会 資料 5）. Retrieved January 20, 2026, from

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/070_05_00.pdf

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp