

「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

2025 年 10 月 15 日

同時市場の在り方等に関する検討会

目次

1	はじめに	5
2	同時市場の基本的な考え方	6
2.1	同時市場導入の意義	6
2.1.1	電力市場を取り巻く課題	6
2.1.2	課題への対応	13
2.2	同時市場の主要な仕組み	16
2.3	同時市場の位置付け	17
2.4	事業者の参加の在り方	17
2.4.1	発電事業者の参加	18
2.4.2	小売電気事業者の参加	19
2.4.3	送配電事業者の参加	19
3	同時市場の取引の仕組み	21
3.1	開設市場の概要	21
3.1.1	週間運用	21
3.1.2	前日市場	22
3.1.3	時間前市場	23
3.1.4	直前市場	23
3.2	入札	24
3.2.1	入札・情報提供義務	24
3.2.2	前日市場の入札方法	27
3.2.3	時間前市場の入札方法	32
3.2.4	直前市場の入札方法	36
3.2.5	電源差替	36
3.3	約定	38
3.3.1	基本的な考え方	38
3.3.2	約定・価格算定における小売・送配電想定需要の取扱い	38
3.4	価格算定	39
3.4.1	電力 (kWh) の価格算定	41
3.4.2	調整力 (ΔkW) の価格算定	43
3.4.3	調整力 kWh 価格、インバランス料金の算定	44
3.4.4	個別補填 (アップリフト) の仕組み	45
3.5	精算	48
3.5.1	差分精算	48
4	情報公開	50

4.1	約定結果の通知・公表	50
4.2	年間見通し等の情報提供	50
4.3	約定ロジック等の検証・フォローアップ	50
5	他制度等との関係	51
5.1	容量市場	51
5.2	FIT・FIP	51
5.3	下位系統混雑管理	53
6	詳細検討を要する主な事項	54
6.1	実現可能性に関する技術的な検討	54
6.2	入札義務・情報提供義務の詳細	58
6.3	市場約定結果と電源態勢の関係	58
6.4	アップリフト	59
6.5	BG 計画の記載内容・提出方法	59
6.6	揚水発電・DER の取扱い	59
6.7	取引規律・監視	60
7	今後の検討の進め方	61
	委員等名簿	64
	開催実績	65
	付録 1 本検討会の検討方法	67
	付録 2 略語の正式名称と用語の定義	68

参考目次

(参考 1) 火力発電の運転費用	15
(参考 2) SCUC・SCED	20
(参考 3) スリーパート情報	28
(参考 4) シャドウプライス	41
(参考 5) アップリフトの必要性	47
(参考 6) 本検討会の技術検証	55

図目次

図 1	電力市場を取り巻く課題	6
図 2	需給ひっ迫・市場価格高騰.....	7
図 3	需給調整市場の約定量の動向（2024 年 4 月）	8
図 4	調整力必要量の見通し	9
図 5	電源出力パターンの例	10
図 6	ブロック入札の基本的な仕組み.....	11
図 7	売りブロック入札の状況（2025 年 1 月～3 月期）	12
図 8	需給運用のイメージ.....	13
図 9	同時市場の概要	14
図 10	火力発電の燃料費特性	15
図 11	同時市場導入後の市場取引・計画提出の流れ.....	17
図 12	同時市場を導入した場合の市場イメージ	18
図 13	時間前市場・直前市場のイメージ.....	24
図 14	自己計画電源の市場入札に関する整理.....	25
図 15	電源Ⅰ・Ⅱの把握情報	25
図 16	入札区分と出力容量の設定.....	27
図 17	時間前市場における電源の入札	33
図 18	自社電源の余力の活用	35
図 19	電源差替	36
図 20	IBT のイメージ.....	37
図 21	起動停止計画・出力配分のイメージ	38
図 22	電力（kWh）の価格算定イメージ	41
図 23	地内系統混雑時の価格算定方法	43
図 24	調整力価格等の試算.....	44
図 25	アップリフトのイメージ	46
図 26	差分精算の例（想定需要減少ケース）	49
図 27	コーポレート PPA の取扱い	52
図 28	ローカル系統混雑管理との関係	53
図 29	北米等における同時最適ロジックの導入状況.....	54
図 30	同時市場導入のロードマップ	62

1 はじめに

「同時市場の在り方等に関する検討会」（以下「本検討会」という。）は、2023年8月、「総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会」（以下「基本政策小委」という。）の提案に基づいて設置され、電力と調整力を同時に取引する将来の電力市場の在り方について検討を重ねてきた。

エネルギーは、国民生活や経済社会活動の基盤をなすものであり、我が国においては、環境保全や効率化の要請に対応しつつ、電力の安定的な供給を実現することが求められている。その中にあって、電力市場の役割は、競争原理を活用しながら、効率的な供給力の形成及び確保、効率的な電源運用を実現し、ひいては、需要家の利益に資することにあると考えられる。

近年、変動性再生可能エネルギー電源（以下「変動性再エネ」という。）の増加や化石燃料の調達リスクの顕在化等を背景として、卸電力取引所や需給調整市場における売り入札不足・価格高騰、電力系統の需給バランス維持の困難化、系統混雑の発生・増加等様々な課題が生じている。また、これらの課題は、変動性再エネを今後大量に導入すると更に深刻化することが想定される。

このような課題には、電力システム全体を俯瞰した総合的な対応を要すると考えられるが、その中で、実需給に近い時点の電源運用を最適化することにより、多くの課題に対応しうる仕組みとして提案されているのが同時市場である。

同時市場については、2021年12月に設置された「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」（以下「勉強会」という。2021年12月28日～2022年6月20日）でその導入が提案され、「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」（以下「作業部会」という。2022年7月29日～2023年4月25日）において制度設計の方向性の議論を行い、本検討会で具体的な仕組みを検討した。その後、本検討会の中間取りまとめ（2024年11月8日）を踏まえ、「第7次エネルギー基本計画」（2025年2月18日閣議決定）及び基本政策小委の「電力システム改革の検証結果と今後の方向性」（2025年3月31日）において、同時市場の導入に向けて本格的に検討を深めていくこととされ、本検討会の議論を再開した。

この第二次中間取りまとめは、以上の経緯に基づき、第13回から第19回までの本検討会の議論を主に取りまとめたものである。ただし、本検討会が提案する同時市場の全体像が把握可能となるように、本検討会以前の議論の成果についても必要な限りで記載した。

本検討会の開催状況、検討方法等については、本書末尾を参照されたい。

2 同時市場の基本的な考え方

2.1 同時市場導入の意義

2.1.1 電力市場を取り巻く課題

現在、電力の安定的かつ効率的な供給に関して、卸電力取引所や需給調整市場の売り入札不足やこれに基づく価格高騰、調整力必要量の増加、系統混雑の発生など、様々な問題が顕在化しており、今後、変動性再エネの大量導入により、更なる深刻化が想定される。

これらの問題について、本検討会では、主に、電力と調整力の安定的な調達・配分（課題①）、電源の費用特性等を考慮した約定（課題②）、将来の環境変化に対応する需給運用の仕組みの構築（課題③）の三つの観点から課題を把握し、議論を行ってきた（図1参照）。

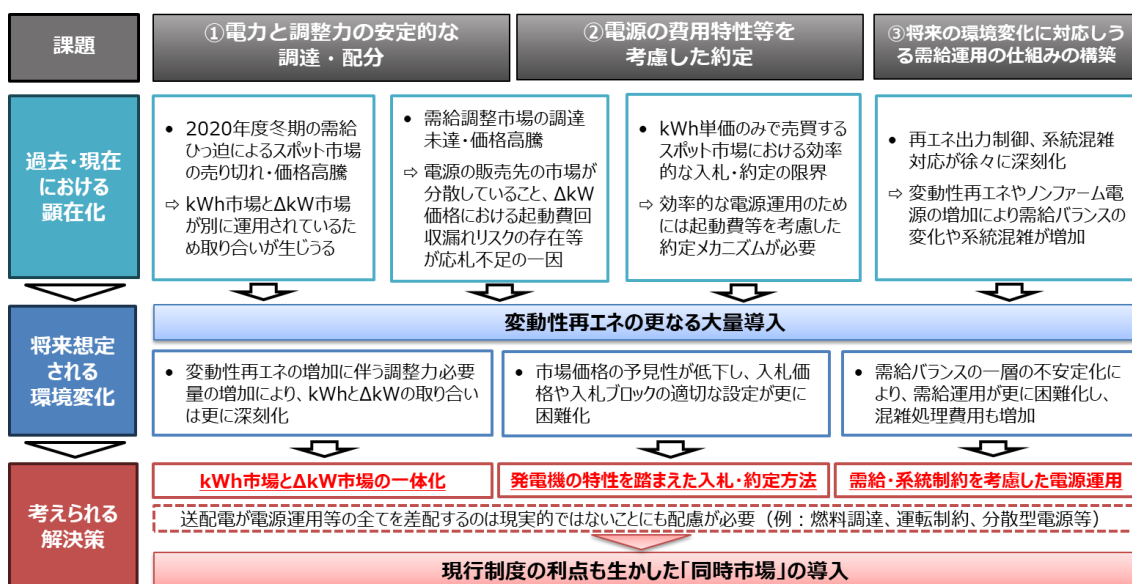


図1 電力市場を取り巻く課題

2.1.1.1 電力と調整力の安定的な調達・配分（課題①）

安定的な電力供給のためには、供給力（発電設備、燃料）が十分に確保されていることを前提として、供給力が電力（kWh）と調整力（ΔkW）に適切に配分されることが重要である。

この点について、現在の電力及び調整力の取引については、電力が卸電力取引所、調整力が需給調整市場で取引されており、それぞれの市場が個別に運用され

ているために、市場間で供給力の取り合いが生じうることや、メリットオーダーが成立しにくいことが指摘されている¹。

これらの課題が顕在化したのが、2020 年度冬期のスポット市場価格の高騰や、現在の需給調整市場の調達不足・価格高騰等の事象であると考えられる。

・ 2020 年度冬期スポット市場価格高騰

2020 年度冬期、寒さによる需要増と燃料制約等に起因して、スポット市場価格が、最高価格が 250 円/kWh、1 日の平均価格が 150 円/kWh を超える水準まで高騰した（図 2）。

その結果、市場連動型料金メニューの需要家の電気料金の高騰、小売電気事業者の撤退による無契約状態の需要家の発生、数百億円にも及ぶ託送料金・インバランス料金の未回収等、社会的にも大きな問題が生じた。



図 2 需給ひっ迫・市場価格高騰

電力・ガス取引監視等委員会（以下「監視等委」という。）の検証によれば、2020 年度冬期の市場価格高騰の要因は、主として厳気象による需要増と燃料制約であり、発電事業者が燃料枯渇の懸念から発電量を抑制したことで、スポット市場で売り切れが発生し、約定価格が買い入札価格で決定される状況となって、スパイラル的な高騰が発生した。

監視等委の検証によれば、このとき、発電事業者が抑制し、卸電力取引所に供出しなかった電源が、結局は調整力として使用された例があった²。このことは、電源が、電力と調整力に適切に配分されていれば、卸電力取引所における売り切れ状態が緩和されていた可能性があることを意味する。

¹ 勉強会取りまとめ p.20 等参照

² 第 36 回基本政策小委（2021 年 6 月 15 日）資料 4-3 参照

- 需給調整市場の応札不足・価格高騰

需給調整市場では、2024 年 4 月から全 5 商品の取扱いが開始されたものの、約定量が募集量を大幅に下回る状況が発生した（図 3）。これにより約定価格も高騰し、市場を通じた調整力の確保について、安定性及び効率性の両面から課題が生じている。

現在は、三次調整力②について、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスを考慮した募集量削減が行われるとともに、2026 年度からは、全商品の前日取引化³等の対応が予定されている。

約定量の動向（2024年4月）（5／5）

【商品別の未達率(%)】						
	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
北海道	19	5	80	82	45	46
東北	89	79	29	8	24	68
東京	99	99	19	80	82	70
中部	100	100	62	76	80	88
北陸	63	4	0	5	9	56
関西	61	56	3	33	34	61
中国	81	45	9	25	37	78
四国	22	21	0	7	17	37
九州	98	48	34	46	56	34
全国	84	71	28	54	56	66

（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

図 3 需給調整市場の約定量の動向（2024 年 4 月）⁴

- 調整力必要量の増加に基づく問題の深刻化

以上のような電力と調整力の取り合いの問題は、今後、調整機能付き電源の退出の進行や、調整力必要量の増加により、より深刻化することが想定される。

変動性再エネが増加すると、出力予測の変動幅が大きくなり、予測誤差に対応するための調整力の必要量も増加する。

広域機関の検討によれば、全国における 2034 年度の調整力必要量は、変動性再エネの導入等により、現在の 119～129 パーセントとなることが想定されてお

³ 現在は、一次調整力～三次調整力①は、週間商品として実需給日の前週火曜日取引が行われ、三次調整力②は前日に取引が行われている。

⁴ 第 92 回制度検討作業部会（2024 年 5 月 10 日）資料 4 から引用

り（図 4）、中長期的な観点での調整力設備の充足状況見通しについては、楽観視できない状況であると評価されている。

このため、電力と調整力を適切に配分し、安定的な調達を可能とする仕組みの必要性は今後一層高まると考えられる。

さらに、電力・調整力の取引は、電源の起動時間等を加味して実需給の前日以前に行われるが、予測誤差の大きい変動性再エネが増加すると、前日から実需給までの間、必要な電力量（残余需要）や調整力量の見通しの時々刻々の変化が大きくなる。このため、電力と調整力の公平かつ適切な配分を随時行うことが、安定供給や効率性、透明性の向上につながると考えられる。

調整力必要量の推移（複合必要量+三次②必要量の平均値）

（前半の数値は平滑化・予測精度向上を織り込んだもの、後半の数値は織り込まないもの）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
調整力必要量の 変化割合 (2028年度/2024年度※)	108～ 111%	114～ 118%	106～ 110%	107～ 111%	122～ 124%	105～ 110%	108～ 114%	103～ 109%	105～ 111%	107～ 112%
調整力必要量の 変化割合 (2034年度/2024年度※)	116～ 122%	151～ 160%	111～ 119%	113～ 123%	183～ 188%	112～ 123%	121～ 133%	109～ 120%	113～ 127%	119～ 129%

※_データ諸元年度を揃えるため2024年度必要量と比較。ただし異常時必要量は13スライドの見直しを反映している。

図 4 調整力必要量の見通し⁵

2.1.1.2 電源の費用特性等を考慮した約定（課題②）

・ 火力電源の運用における発電費用の考え方

現在、調整力として活用される電源の多くは火力発電である。この火力発電の運転費用は、総燃料費と起動費に基づいて算出することが一般的である。

総燃料費とは、一定期間の発電に要する燃料費である。火力発電の燃料費特性により、発電効率は出力ごとに異なるため、出力ごとの燃料費を合計して算出する（参考1 参照）。

起動費とは、発電機が運転を開始し、電力系統に並列（電氣的に接続）されるまでに要する燃料費等である。火力発電は、燃料の燃焼ガスや蒸気を利用してタービンを回すことにより発電するため、起動時には加温のための追加的な費用が発生する。これが起動費である。

発電機が冷却されているほど、加温のために多くの燃料を要するので、起動費は、電源の停止時間の長さに応じて高額になる。

⁵ 第108回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2025年5月16日）資料2から加工して引用

以上から、一例として、図 5 の電源出力パターンの運転費用は、オレンジ色部分の総燃料費と起動費 2 回分の合計となる。

火力発電の効率的な運用のためには、このように、総燃料費だけでなく、起動費を考慮することが重要である。

そして、このような起動費の考慮の重要性は、変動性再エネの増加に伴う火力発電の起動停止回数の大幅な増加によって一層高まっている。

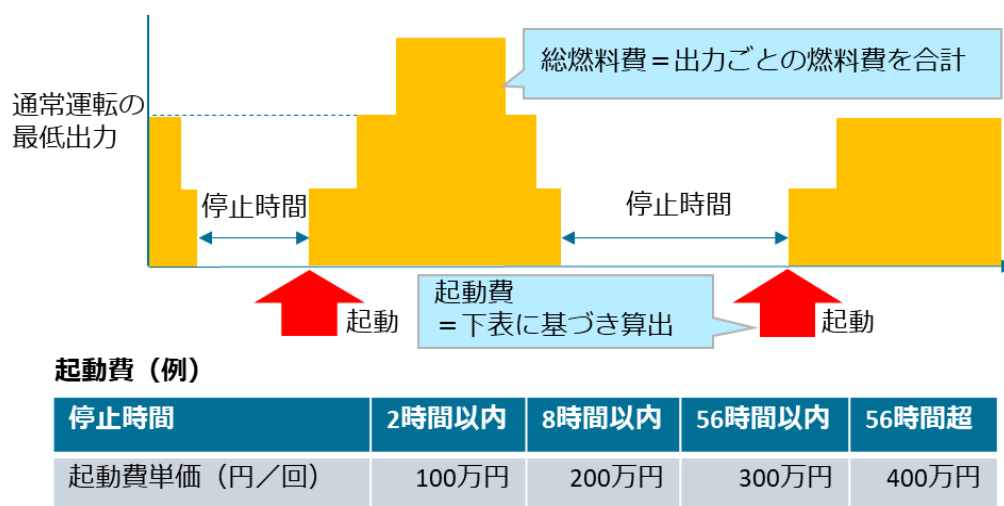


図 5 電源出力パターンの例

• 起動費等の考慮に関する課題

ここで問題となるのが、現在、市場を通じて電力及び調整力を取引するには、発電費用を 1 つの単価（円/kWh、円/ΔkW）で表現し、入札する必要があることである。

総燃料費は、出力する量に応じて増えていく費用であるが、起動費は、出力量に応じて増加する費用ではなく、起動回数に応じて発生する費用である。このため、総燃料費と起動費を、電力（kWh）及び調整力（ΔkW）に対する 1 つの単価に適切に織り込むことは容易ではない。そして、入札単価への織り込みに過不足が生じうるのは、発電事業者の費用回収の観点だけでなく、市場における効率的な約定の観点からも問題となる。

このため、起動費をどのように入札価格に織り込み、適切な約定や取漏れの無い費用回収を実現するかは、卸電力取引所と需給調整市場に共通した難しい課題となっている。

現在の市場取引の仕組みにおいて、起動費等の取り漏れを防止しうる入札方法として、卸電力取引所のスポット市場では、「ブロック入札」と呼ばれる入札が可能である。

ブロック入札とは、複数のコマをまとめて入札する入札方法である。具体的には、2時間以上の時間帯を指定し、時間帯ごとの量と加重平均価格を指定して入札を行う（図6）。

この場合に、ブロックの入札価格に起動費を上乗せすることにより、当該時間帯の運転により得られる電力（kWh）価格を通じて起動費を回収することができる。

一方で、ブロック入札には、全量約定の制約があり、指定する時間帯を通じて、入札量全量が約定するかしないかのどちらかとなる。一部のコマだけが約定するという事はない。

このため、発電事業者は、市場価格を予測し、適切にブロックを設定することが必要となる。仮に、市場価格が入札価格を下回ると、ブロック全てが不落となり、発電事業者としては収益機会を逃し、社会全体としても電源の有効活用が図れないこととなる。

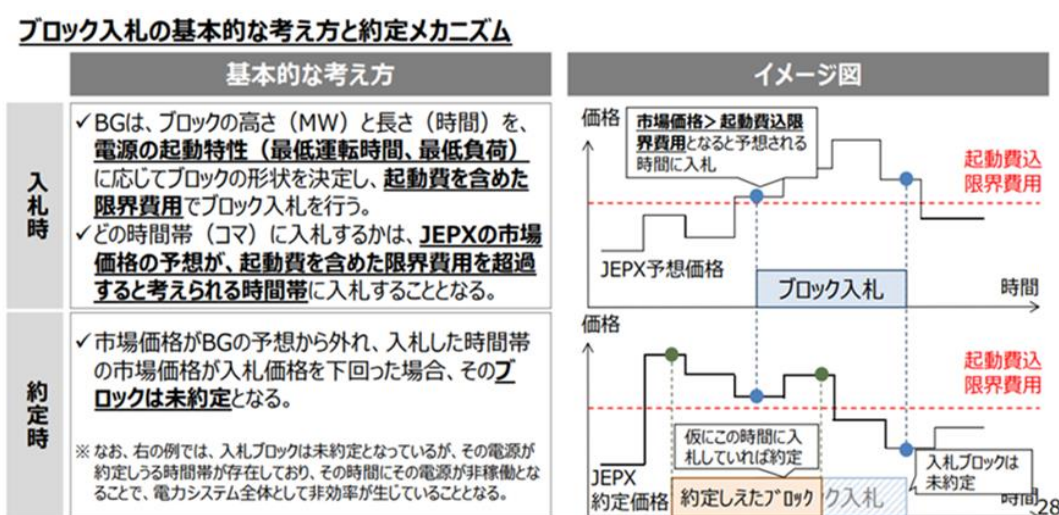


図6 ブロック入札の基本的な仕組み⁶

監視等委の報告（図7）によれば、スポット市場への売り入札のうち、売りブロック入札が占める割合は、報告対象期間（2025年1月～3月期）を通じておおむね60～80パーセントを推移しており、売り入札の中で、ブロック入札は大きな割合を占めている。

そして、売りブロック入札の約定率は、多くの期間で数パーセントにとどまっており、効率的な約定の観点から課題があると考えられる。

⁶ 2021年度冬期に向けた小売電気事業者向け説明会（2021年11月9日）資料3-1から加工して引用

売りブロック入札の状況

- 売りブロック入札割合は、引き続き、スポット価格が上がる日には低くなり、下がる日には高くなる傾向がある。
- 売りブロック約定率は、引き続き、スポット価格が上がる日に高くなり、下がる日には低くなる傾向がある。
- スポット市場価格が高騰時には、売りブロック入札量は減り、約定率は上昇傾向にある。特に3月4日には、約定率が41.4%の高い水準となった。

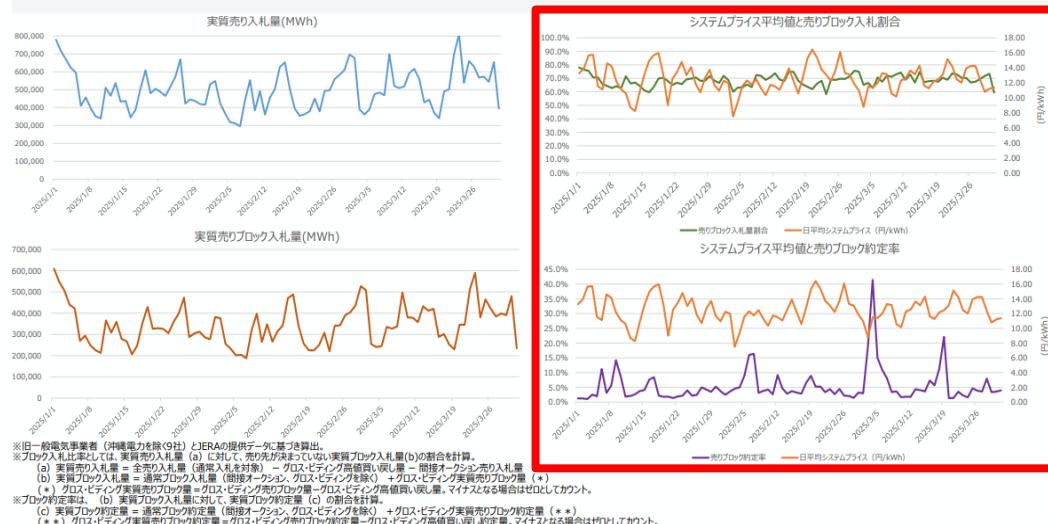


図 7 売りブロック入札の状況（2025 年 1 月～3 月期）⁷

需給調整市場においても、起動費を考慮した入札・約定の困難性が指摘されており、広域機関において、需給調整市場の取引会員にアンケートを実施したところ、調整力供出に与える影響が最も大きいと考えられる応札障壁として、起動費の取り漏れリスクが挙げられていた⁸。

もつとも、2025 年度以降は、この点を勘案し、起動費 1 回分のみを入札ブロックに割り付け、取り漏れた分は事後精算とする方法が採用されている。

2.1.1.3 将来の環境変化に対応しうる需給運用の仕組みの構築（課題③）

電力の安定供給については、変動性再エネの増加等に伴い、将来的に大きな環境変化が想定されている。

具体的には、前記 2.1.1.1 のとおり、変動性再エネの増加により、予測誤差等に対応するための調整力必要量が増加することが想定されている。

また、現在、系統の需給バランス維持のための出力制御がしばしば実施されているが、その実施エリアや対象量が増加傾向にある上、各エリアの電源の下げ余力の不足も顕在化しはじめており、今後、需給運用が一層困難になるおそれがある。

加えて、ノンファーム型接続の変動性再エネ等の増加により、系統混雑が徐々に増加することも想定されている。2030 年度には、基幹系統においても 26～28

⁷ 第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日）資料10

⁸ 第47回需給調整市場検討小委員会（2024年5月15日）資料3参照

設備で混雑発生の可能性が示されており⁹、混雑処理にかかる業務負担や費用の増加も懸念される。

以上のような環境変化が想定される一方で、現在の需給運用の仕組み上、発電事業者の発電計画において、エリアの需給バランスや、系統の送電容量制約等を考慮することは求められていない（図 8 参照）。このため、発電計画と実需給の状況が大きく乖離すると、需給運用が困難になり、混雑管理費用も増加するなど、安定性・効率性の両面から深刻な問題となりうる。

その点を考慮すると、将来の環境変化に対応し、安定的な電力供給を実現するためには、実需給に近い時点で電源態勢の柔軟な組替えを可能とする仕組みや、系統混雑を考慮した電源運用の仕組みを導入することが非常に重要であると考えられる。

現行制度（イメージ）

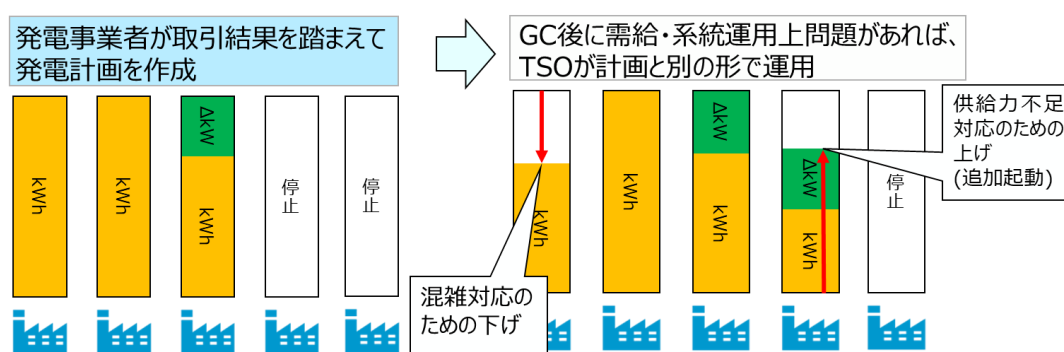


図 8 需給運用のイメージ

2.1.2 課題への対応

前記のような課題に対応しつつ、より安定的かつ効率的な電源運用を可能とする仕組みとして提案されたのが同時市場である（図 9）。

• 電力・調整力の安定的な調達・配分（課題①への対応）

同時市場とは、現在は卸電力取引所と需給調整市場のそれぞれで取引されている電力と調整力を、同時に取引し、約定させる市場である。

各市場が個別に運用されていることによる電源の取り合い等の問題を解消するため、電源を電力と調整力に適切に配分する仕組みを導入する。これにより、売り入札不足を原因とする価格高騰の防止や、変動性再エネの増加に対応するための十分な調整力の確保を可能とする。

⁹ 第 92 回広域系統整備委員会（2025 年 9 月 2 日）資料 2 参照

- 電源の費用特性等を考慮した約定（課題②への対応）

同時市場においては、電力と調整力の売り入札を1つの入札情報（kWh 単価、 Δ kW 単価）により行うことに基づく非効率性を解消するため、入札情報として、発電機の費用特性（起動費、最低出力費用、増分費用）の登録を可能とし、市場約定における発電コストの効率化を可能とする。

また、同時市場は、電源の起動時間制約や出力変化速度制約等の運転制約も考慮して電源態勢や発電パターンを算出することが可能である。これにより、歯抜け約定を防止する目的や、起動費等の回収のために現在ブロック入札の必要がある安価な電源について、効率的に約定させ、活用することが可能になる。

一方で、特定の電源について起動費等の取り漏れが生じる場合には、発電事業者に対し、未回収分の発電費用を個別に補償する仕組み（この仕組みをアップリフトと呼ぶ。）を設ける。これにより、発電事業者の起動費の取り漏れリスクを防止し、より積極的な入札を促すとともに、全体として効率的な電源運用が可能となる（参考5 参照）。

- 将来の環境変化に対応しうる需給運用の仕組み（課題③への対応）

同時市場は、変動性再エネの大量導入に伴う需給予測の変化の拡大や、ノンファーム電源の増加に伴う系統混雑の発生に対応するため、前日市場や時間前市場における市場約定において、需給バランスや系統の送電容量制約を考慮した上で、約定電源及び発電量を決定する仕組みを採用する。

これにより、変動性再エネが大量に導入された状況においても、安定的かつ効率的な電源態勢に基づく運用が可能となり、混雑処理費用の低減も可能となる。

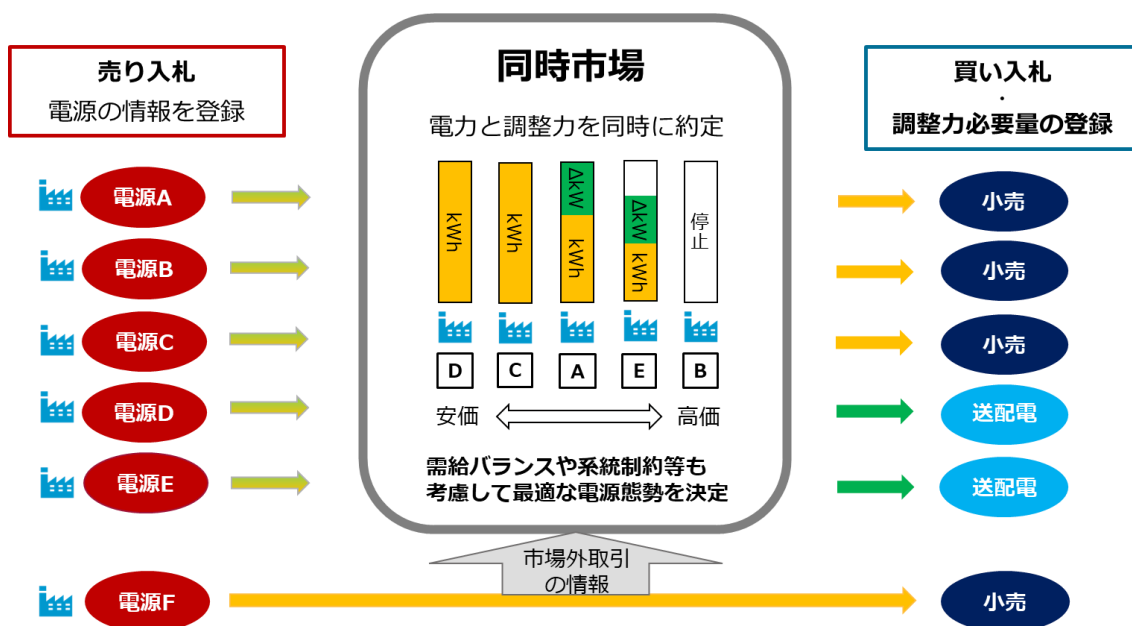


図 9 同時市場の概要

(参考 1) 火力発電の運転費用

火力発電の発電効率（燃料消費の効率性）は、一般に、下図「効率 η 」のグラフのような特性を示し、出力が高いほど効率も高くなるが、出力が定格値に近づくにつれて伸びが鈍化し、ほぼ定格出力のあたりで最高となる。

これを踏まえ、ある出力（P）において一定時間発電するための燃料費は、下図「燃料費F（円）」記載のような二次関数の式で近似的に表すことができる。この場合に、各発電機の燃料費特性を二次式で表すための a、b、c の係数を abc 定数と呼ぶ。

総燃料費は、当該期間の出力ごとの燃料費をこの二次式に基づいて算出し、それらを合計して求める。

増分燃料費は、ある出力において出力を微小に増加させる場合の増分費用である。燃料費特性を下記のように二次近似式で表す場合、その傾きとなり、二次近似式を微分した一次式で表すことができる。後記のとおり、同時市場において売り入札時に登録する増分費用カーブとは、この増分燃料費を指す。

複数の発電機が運転している場合、各発電機の増分燃料費が等しくなる点が燃料費最小の点となるため、発電機の経済運転はこれを目指して行う。

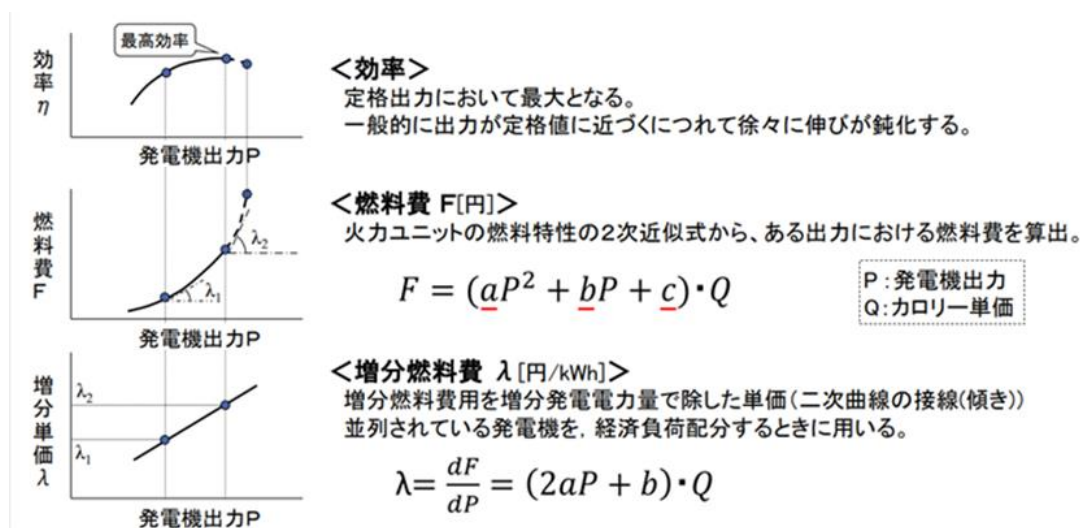


図 10 火力発電の燃料費特性¹⁰

¹⁰ 第4回需給調整市場検討小委員会（2018年5月23日）資料3から加工して引用

2.2 同時市場の主要な仕組み

同時市場は、前記各課題に対応し、安定的かつ効率的な運用を可能とする観点から、主に以下のような仕組みを備えるものとされた。

項目	概要
① 同時約定	- 電力と調整力を同時に取引し、約定させる。 - 具体的には、発電事業者の売り入札を原則として電力と調整力の両方に対する入札と扱い、約定処理において、需要及び調整力必要量への配分を同時に行う。
② 入札義務・自己計画電源	- 発電事業者は、原則として、電力市場と調整力市場の両方に発電余力全量を入札する必要がある。 - 電源の売り入札について、発電事業者が自ら電源起動・出力量を確定させる入札方法も任意に選択可能とする（自己計画電源の入札）。 - 相対契約に基づく供給も自由に可能であり、同時市場への入札は必須とはされない。ただし、電源情報や発電計画の登録は必要である（自己計画電源の登録）。
③ 電源特性を踏まえた入札・約定（スリーパート・オファー）	- 売り入札は、原則として発電機単位で、(1)起動費、(2)最低出力費用、(3)増分費用カーブの三情報（スリーパート情報）と、出力容量上限・下限、起動時間、出力変化速度等の運転パラメータを登録する方法で行う。 - 電源の起動停止と出力量は、起動費も含めた全体の発電費用を最小化するように、各電源の運転制約も考慮した最適化を行って決定する。
④ アップリフト	約定した電源の発電費用について、電力・調整力の市場価格を通じた回収によっては不足分が生じる場合には、未回収部分を個別に補償する仕組みを設ける。
⑤ 系統制約等を考慮した約定（SCUC・SCED）	- 電源の約定処理において、起動する電源と各コマの出力量を、スリーパート情報に基づき、系統の需給バランスや送電容量等を考慮して決定する。 - 系統制約については、技術的な観点から、基幹系統（上位2電圧階級）を考慮対象とする。
⑥ 時間前市場	時間前（前日市場後ゲートクローズまで）の時点においても同時約定市場を開催し、実需給までの間、発電BG・需要BGによる取引とSCUC・SCEDを繰り返して行うことにより、柔軟な電源運用を可能とする。

2.3 同時市場の位置付け

同時市場は、現在のスポット市場や時間前市場、需給調整市場を代替するものとして、実需給の1週間程度前から、ゲートクローズ直前までの需給運用を最適化する市場となる。

現在の市場と比較すると、同時市場は、売り入札と買い入札の情報だけでなく、系統情報等も考慮した最適な電源態勢を算出する点で異なる性質をもつ。一方で、同時市場は、あくまでも市場であり、例えば、電源個別の運用に関し、安定供給の観点から稼働指令を直接行うこと等は想定されていない。

同時市場が提供した約定結果を踏まえ、発電事業者や小売電気事業者が発電・需要計画を策定し、計画に従った電源運用・需給管理を主体的に行うこと、また、送配電事業者が同時市場を通じて調整力を確実に調達し、実需給時点の系統・需給運用を的確に行うことにより、電力の安定的かつ効率的な供給が実現される。

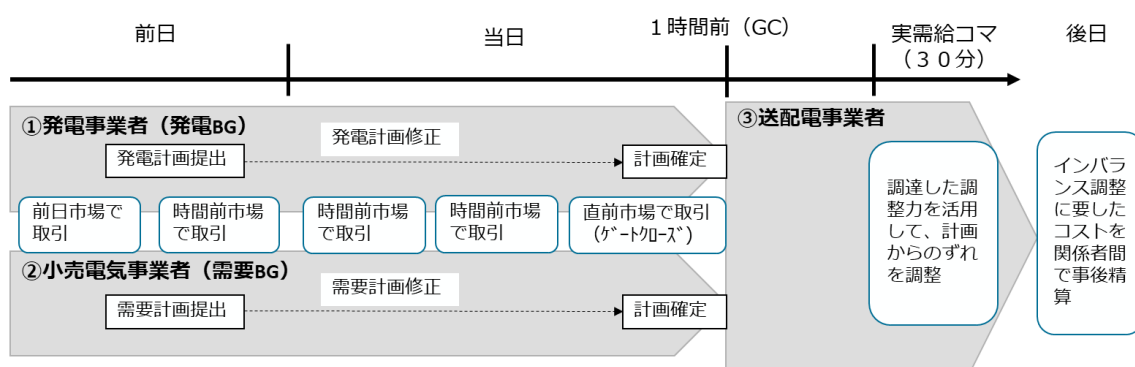


図 11 同時市場導入後の市場取引・計画提出の流れ

2.4 事業者の参加の在り方

同時市場の導入は、電力及び調整力の市場取引の方法だけでなく、発電・需要計画の策定や、これに基づく電源運用・需給管理の方法に影響を及ぼすものであり、各事業者の事業の在り方を一定程度変更するものとなると考えられる。

一方で、同時市場はあくまでも市場であり、電力の安定的かつ効率的な供給については、これまで同様、各事業者がバランスよく役割を担い、責任を果たしていくことが求められる。

本検討会では、同時市場は実需給に近い時点の短期的な最適化を行うための仕組みでしかなく、安定供給の確保のためには、電力システム全体を俯瞰し、発電設備の形成及び維持、燃料調達、長期相対供給といった中長期的な取引と整合性を図ることも重要であるとの指摘があった。その点を考慮すると、中長期的な安定供給の確保に関して、設備形成・維持や燃料調達に主体的に役割を果たす事

業主体が存在することの重要性は引き続き大きく、電源稼働や燃料調達・消費に関して、裁量を発揮可能な仕組みであることが望ましい。

また、分散型エネルギー源の導入や、データセンター等の大規模需要の増加により、地点を特定した需要想定や需給管理の重要性は今後一層高まりうる¹¹。そのような点を考慮すると、需要家の意向をくみ取り、個別の需給管理を的確に行う事業主体の存在も将来に向けて重要性を増すと考えられる。

主に以上のような観点を踏まえ、本検討会では、発電・需要バランスンググループが計画値同時同量義務を果たす仕組みを前提として、同時市場の制度設計を行ってきた。各事業者の参加の在り方の概要は、次項以下のとおりである。

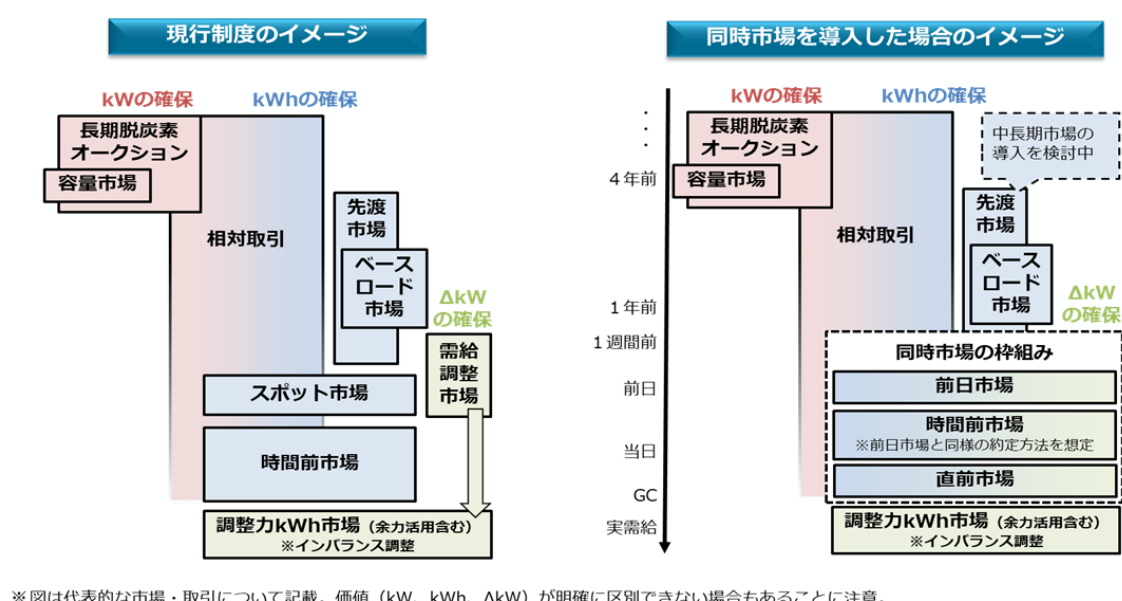


図 12 同時市場を導入した場合の市場イメージ

2.4.1 発電事業者の参加

同時市場は、電力と調整力を同時に取引し、効率的に配分する市場であるため、発電事業者には、同時市場への主体的かつ積極的な参加が期待される。このため、同時市場においては、発電事業者は、原則として、発電余力の全量を同時市場（電力と調整力の両方）に入札する義務を負うこととした。また、需給ひっ迫時等に系統運用者の的確かつ安定的な対応を可能とするため、原則として全ての電源について、運転制約や価格情報を含む電源情報の登録を求めることとした。

¹¹ 分散型エネルギー源については第 16 回本検討会資料 4 等、地点を特定した需要想定や買い入札については第 15 回本検討会資料 3、第 16 回本検討会の議論等参照

他方、本検討会では、発電事業の予見性を確保し、中長期的な取引との整合性を図る観点から、発電事業者の裁量の余地を可能な限り確保する制度設計を行った。具体的には、同時市場への入札については、発電余力を市場の約定結果に委ねることを前提として、自ら発電計画を策定し、発電計画どおりに約定させる形式の入札を行うことも原則として任意に可能とした。さらに、相対契約に基づく供給については、同時市場への入札を必須とせず、市場外の供給は自由に可能とした。

ただし、同時市場は、系統全体の需給バランスや混雑状況を考慮して最適な電源態勢を決定する仕組みであるため、市場外で取引される電源についても、発電計画の登録が必要である。また、系統の物理的制約として、再エネ出力制御や系統混雑の発生時には、同時市場のメリットオーダーに従った電源運用が求められる場合がある。

2.4.2 小売電気事業者の参加

小売電気事業者は、同時市場の導入後も、引き続き、計画値同時同量義務に基づき、自社需要分の電力を市場や相対契約等を通じて調達する必要がある。

小売電気事業者の買い入札の方法は、同時市場の導入後も、現在の卸電力取引所と同様に、エリア単位で希望する量と価格を登録して行う方法が中心になると考えられる。ただし、同時市場においては、希望する量のみを登録する買い入札や、受電地点を特定した買い入札も可能とすることが想定される。特に、データセンター等大規模の需要で、使用電力量の変動が大きく、地点を特定可能なものについては、地点を特定した入札の必要性について検討が必要と考えられる。

また、同時市場においては、発電事業者の電源の運転費用について、市場価格を通じて回収不足が生じる場合には、電源単位で個別に補償する仕組みを導入することとされている。このため、同時市場の導入後は、小売電気事業者は、電力(kWh)の対価の支払に加え、上記補填に要する応分の負担も求められる。これは、同時市場が電源の起動費等を考慮した約定処理を行うことを踏まえて導入されるものであり、起動費等の取り漏れを許容し個別補償を行う方が全体の発電費用が低減するとの考え方に基づくものである(参考5参照)。

2.4.3 送配電事業者の参加

同時市場は、電力と調整力を一元的に取り扱う市場であるため、送配電事業者も、調整力の調達のために市場に参加することが必要となる。

送配電事業者は、調達する調整力必要量を算出し、同時市場に登録することが必要である。また、同時市場が系統情報等を考慮した約定・精算を行うことの必

要上、送配電事業者が収集・管理している系統情報等について、継続的に同時市場に提供することも求められる。

調整力についても、同時市場の約定結果として、約定した調整力が送配電事業者に配分されるが、配分された調整力について、同時市場との間で約定、精算処理を行うか、現在の需給調整市場と同様に発電事業者との間で精算を行うか等の詳細については、今後、同時市場の詳細設計において検討を行う。

ゲートクローズ後は、現在の制度と同様に、送配電事業者が系統運用、需給運用を行うが、送配電事業者は、同時市場に入札された電源諸元や約定結果に基づいて運用を行う。これにより、一貫した価格規律に基づく電源運用が行われる。

なお、現在は、需給調整市場における調整力の確保に加え、余力活用契約に基づく調整力の調達も行われている。同時市場の導入後は、調整力の調達・運用の在り方として、市場において安価な電源から約定されることにより、市場で調達された調整力が優先的に活用されることが想定され、これにより、調整力の調達や精算に関して、より高い透明性と公平性が確保されと考えられる。

ただし、余力活用契約の取扱いは、調整力確保の在り方にかかわるものであるため、関連する審議会等とも連携の上、検討していくことが必要と考えられる。

(参考 2) SCUC・SCED

SCUC、SCED とは、Security Constrained Unit Commitment（系統制約付き起動停止計画）、Security Constrained Economic Dispatch（系統制約付き出力指令）の略語である。主に北米の電力市場で用いられている略語であり、系統制約等を考慮した上で、需給を一致させ、発電にかかる費用（起動費、最低出力費用、増分費用）が最も経済的となるように、電源の起動停止(SCUC)や出力量(SCED)を決定することをいう。

日本全体の需給状況や系統制約、電源特性（費用特性のみならず、電源の起動時間や出力変化速度等の運転制約も含む。）を踏まえつつ、電力と調整力の確保費用が最小となるような電源態勢を組むことができることに利点がある。このような仕組みは、北米の多くの電力市場で導入されているほか、欧州においても導入に向けた検討が行われている。

日本においては、卸電力取引所における電源の約定に関して、ブロック入札により、歯抜け約定を防止したり、起動費を上乗せしたりするなど、電源特性の一部を反映させることは可能である。しかし、本文記載のとおり、ブロック入札には限界がある。また、現在の卸電力取引所の約定処理においては、連系線の運用容量制約を除き、系統制約は考慮されていない。

3 同時市場の取引の仕組み

3.1 開設市場の概要

本検討会では、実需給の1週間前からゲートクローズまでの需給運用を最適化するものとして、以下の市場や仕組みを設けることとされた。

① 週間運用	実需給の1週間前から前々日までにおいて、揚水発電の運用や、起動に長時間を要する電源の起動を行う仕組み
② 前日市場	実需給の前日に開催され、電源の起動停止計画・出力配分を行う電力・調整力の取引市場
③ 時間前市場	前日市場後に複数回開催され、電源の起動停止計画・出力配分を行う電力・調整力の取引市場
④ 直前市場	ゲートクローズ直前に開催され、電源の出力配分のみを行う電力・調整力の取引市場

3.1.1 週間運用

同時市場においては、前日市場等において、一週間先までの需給バランスを考慮した電源の起動停止計画を行うことが想定されている。本検討会では、その結果を利用し、揚水発電の効率的な運用や、起動に長時間を要する電源を事前に起動し、前日市場への入札を可能とする仕組みを設けることとされた。

この点に関して、本検討会では、送配電事業者が安定供給の観点から行う起動指令に加え、同時市場の運営者が経済性の観点から起動通知を行う仕組みを設けるかどうかについて議論を行った。

発電事業者は、前日市場以降において発電余力全量の供出を求められていることからすると、前々日以前の時点で、前日市場への供出のために事前に起動を求められることも特に不利益とはいえないと考えられる。また、このような起動通知の仕組みを設けない限り、起動に長時間を要する電源について、発電事業者は、市場の約定結果を踏まえた起動の判断ができず、常に自らのリスクで起動せざるを得なくなる。主に以上の観点から、本検討会では、起動通知の仕組みも設ける方向で検討を行うこととされた。

週間運用の仕組みはおおむね以下のとおりである。

1 計画提出	発電事業者・小売電気事業者は、発電販売計画・需要調達計画として、週間計画、翌々日計画、翌日計画等を提出する。
--------	--

	発電事業者は、計画提出時に電源情報を登録する。ただし、特に更新がない限り、既登録のものが引き継がれる。
2 週間計画	- 送配電事業者及び同時市場運営者は、前項の提出計画を踏まえ、毎日、翌日から1週間を対象とした電源の起動停止計画を行う。 - 揚水発電の週間運用については、この週間計画を用いて行うことも可能である。具体的には、発電事業者の選択に基づき、週間計画の結果を前日市場における約定処理の制約条件として設定し、同時市場の約定を通じて貯水池の水位管理を行うことが可能となる。
3 起動指令・起動通知	- 週間計画により、起動に長時間を要する電源について起動の必要があると判断された場合には、送配電事業者又は同時市場運営者は、当該電源に対し起動指令又は起動通知を行う。 - 指令・通知を受けた事業者は、これに従って電源起動を行い、これを織り込んだ発電計画を作成・提出する。
4 市場入札	- 発電事業者は、前項の起動電源を前日市場に市場計画電源として入札する。 - 週間計画上必要と判断されたこと、前日 SCUC・SCED が最新の電源データ（電源が起動済みであること）に基づいて行われることを踏まえると、当該電源はほとんどの場合に約定すると考えられるが、不落の場合でも起動費等は補償される。
5 アップリフト	約定電源についての発電費用の未回収部分はアップリフトとして補償の対象となる。なお、アップリフトの算定単位は1日であるため、起動に長時間を要する電源の補償費用の算定方法は検討が必要。

3.1.2 前日市場

実需給の前日時点において、各事業者が電力と調整力の売買を行う市場であり、現在のスポット市場及び需給調整市場を代替する市場となる。現行制度と同様、翌日 24 時間を 48 コマに分割して取引を行うことが想定されている。

各事業者の入札情報に加え、市場外の発電・需要計画や、系統制約等も考慮して、発電費用を最小化するように起動停止計画・出力配分を行い、約定処理及び価格算定を行う。開催時刻、参加資格、取引単位等の詳細については、現在の制度を参考として、同時市場の詳細設計時に決定する。

3.1.3 時間前市場

前日市場後、実需給の前日及び当日において複数回¹²開催される電力及び調整力の取引市場である。前日市場と同様に、入札情報等に基づき、電源の起動停止計画・出力配分を行い、約定及び価格算定を行う。時間前市場においては、その前の市場からの約定量の差分について、当該時間前市場の価格で精算を行う。

なお、現在の卸電力取引所では、時間前市場として、ザラバ方式の取引市場が開催されている。ザラバ方式の取引市場についても、随時取引を確定させることができることから、一定のニーズはあると考えられるため、同時市場の導入後においても、ザラバ方式の取引市場を開設することも検討する。

3.1.4 直前市場

ゲートクローズの直前に開催される電力と調整力の取引市場である。約1時間後に実需給を迎える取引コマについての取引を行うものであり、1日24回(2コマをまとめて取引)又は48回の開催が想定されている。

直前市場は、前日市場及び時間前市場とは異なり、電源の追加の起動停止は原則として行わず、出力配分のみを行う。このような市場を設置することは、発電事業者、小売電気事業者等の計画値同時同量義務の達成のためには、ゲートクローズの直前まで、発電計画や需要計画の修正のための取引機会が提供されることが望ましいとの考え方に基づく。実際の取引ニーズとしては、例えば、小売電気事業者や変動性再エネ事業者が、インバランスを回避するため、実需給直前で需要計画や発電計画を修正するための取引を行うこと等が想定される。

一方で、発電事業者にとっては、直前市場の都度、約定結果に従った発電計画の修正や電源の出力変更が求められるとすると、24時間常に市場の約定結果に対応して計画修正や出力変更運転を行うことが必要となる。この点を考慮し、ゲートクローズに近い時点では、同時市場の約定結果に基づき自動的に発電計画の修正が行われるなど、約定結果を発電計画に簡易に引用できるシステムを構築することや、一部の電源については、発電計画に従い実需給に向けた電源運用を送配電事業者が行う仕組みを導入するなど、発電事業者の対応負担を軽減する仕組みについても導入を検討する。

また、上記対応負担に鑑み、直前市場への入札義務の内容や対象事業者については、時間前市場とは異なる考慮の必要があると考えられる。

¹² 開催回数・開催時刻については、計画修正のための取引機会の必要性や市場参加者の対応負担、技術面における実現可能性などを踏まえて、前日の夕方頃に1回、当日に2回の合計3回程度開催することを基本的な方向性としつつ、実務上の論点などを含めて、将来改めて検討することとされた。

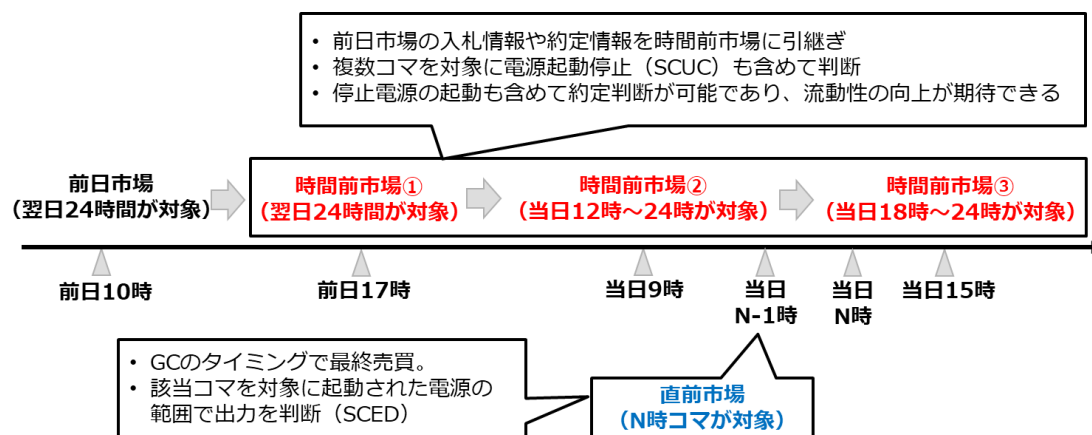


図 13 時間前市場・直前市場のイメージ

3.2 入札

3.2.1 入札・情報提供義務

3.2.1.1 発電事業者

発電事業者は、同時市場において、発電余力の全量について売り入札を行うことが求められる。発電余力全量の考え方について、現在は、各取引コマにおける自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）、予備力、入札制約を差し引いた残りの供給力とされている¹³。

しかし、同時市場の仕組み上、電源の市場供出によって、系統信頼性等も含めた安定供給や経済性の追求など、現行制度以上に社会全体のメリットが高まると考えられる。また、事業者にとっても、同時市場の導入後は、時間前市場を利用した計画管理がより可能になると考えられることから、本検討会では、予備力分も含めた発電余力全量の供出を求めることとされた。

また、売り入札は、前記のとおり、原則として、電力と調整力の両方に対して行う義務を負う。具体的には、調整機能がある電源について、同時市場への売り入札がされた場合には、自動的に、電力と調整力の両方について売り入札があったものとして、約定処理が行われることになる。

以上の入札義務は、前日市場だけではなく、時間前市場を通じて同様に適用される。ただし、直前市場における入札義務の内容や対象事業者については、前記のとおり、今後の検討が必要と考えられる。

なお、同時市場への入札義務は、あくまでも発電余力に対するものであり、市場外で相対契約に基づいて行う供給については、入札は必須とされない。ただし、

¹³ 適正な電力取引についての指針（令和 7 年 1 月 31 日公正取引委員会、経済産業省）Ⅱ 2（3）ア③

市場外で供給を行う電源については、自己計画電源として、電源情報や発電計画の登録が必要である（後記 3. 2. 1. 3）。

選択肢			
入札・登録方法 （市場運営者が必要な 情報を把握する方法）	① 必ず入札を 求める	② 発電計画等の情報登録のみ行うことを 認める（入札も可）	
		（１）相対契約が紐づ いていない場合	（２）相対契約が紐 づいている場合
絶対出力容量・ 固定出力の取扱い	<市場取引> 量のみ入札	<市場取引> 量のみ入札	<市場外取引> 量のみ登録可

図 14 自己計画電源の市場入札に関する整理

加えて、同時市場においては、市場入札の有無にかかわらず、需給ひっ迫時等の安定的な対応のため、基本的に全ての電源について、同時市場が一元的に情報を把握する仕組みを設けることとされている。

具体的には、発電事業者は、かつての電源Ⅰ、Ⅱ等について一般送配電事業者が把握していた情報（図 15 参照）と同様の情報を同時市場に提供し、同時市場において一元的に管理することとされた。これらの情報は、入札時に登録が必要としている電源情報（スリーパート情報、運転パラメータ）とほぼ共通である。

		電源Ⅰ 一送の専用電源として、 常時確保する電源等	電源Ⅱ 小売の供給力等と一送の調 整力の相乗りとなる電源等	電源Ⅰ' 厳気象III需要における電源 トラブル等に備えた供給力等	電源Ⅲ・自家発 一送からオンラインで 調整ができない電源等
一送が把握している電源等の情報	定格出力	○	○	○	○※1
	最低出力	○	○	—	○※1
	運転継続可能時間	○	○	○	—
	運転制約	○	○	○	—
	調整率値（V1,V2）	○	○	○	—
	起動費（V3）	○	○	—	—
	起動カーブ	○	○	—	—
	起動時間	○	○	—	—
	出力変化速度	○	○	—	—
一送による起動停止可否		可	可	可	否
設備量※2		1,111万kW（約4%※2）	13,381万kW（約50%※2）	427万kW※4	—

※1 電源の系統連系に伴い取得

※2 2021年度向け調整力公募結果（第58回制度設計専門会合 資料6-1参照）

※3 電気事業者の発電設備出力の合計27,059万kW（「エネルギー調査統計（2021年9月）」参照）に対する該当設備出力の割合

※4 DR含みの量

Transmission & Distribution Grid Council

図 15 電源Ⅰ・Ⅱの把握情報¹⁴

¹⁴ 第2回勉強会（2022年2月14日）資料4から加工して引用

入札義務について、現行制度との違いをまとめると以下のとおりである。

項目	同時市場	現行制度
発電余力の考え方	自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）、入札制約を差し引いた残りの供給力	自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）、 予備力 、入札制約を差し引いた残りの供給力
入札先	前日市場、時間前市場を通じ電力と調整力の両方	卸電力取引所か需給調整市場のいずれか
市場外供給の扱い	自己計画電源として登録	BG 計画として提出

3.2.1.2 小売電気事業者

小売電気事業者は、計画値同時同量義務に基づき、自社需要分の電力を調達する必要がある。市場外の相対契約に基づく電力の調達は自由であり、同時市場に対して買い入札を行う義務は負わない。ただし、後記 3.2.1.3 のとおり、市場外で調達する分も含めた需要調達計画を同時市場に提出する必要があると考えられ、どのような方法で同時市場に情報提供をするかについては、同時市場の詳細設計時に合理的に決定するものとされている。

また、小売電気事業者の買い入札の方法に関して、データセンター等特に大規模な需要については、地点を特定した入札の要否について今後検討の必要があると考えられる。

3.2.1.3 市場外取引の取扱い

前記のとおり、発電事業者は、相対契約に基づいて市場外で電力の供給を行うことは自由であり、小売電気事業者も、自社需要分を相対契約に基づいて市場外で自由に調達することができる。

ただし、同時市場が約定処理において最適な電源態勢を算出するためには、系統全体の需給バランスや混雑状況を考慮する必要があるため、市場外で供給を行う電源の情報や供給量についても把握する必要がある。

このため、発電事業者は、市場外で供給を行う電源について、自己計画電源として、電源情報（価格情報、運転パラメータ）や発電計画を同時市場に登録する必要がある。また、小売電気事業者も、市場外で調達する電力量等についての登録が求められる。登録方法の詳細は、同時市場の詳細設計時に検討を行うこととされている。

また、市場外取引は自由であるが、系統の需給バランス維持や混雑処理のため、一定の制約が必要となる場合もあり、現在も、需給バランス制約に基づく優先給電ルールの実施等が行われている。このような場合に、市場に入札したかどうかで取扱いが異なることは不公平であるため、市場外で供給を行う自己計画電源についても、必要な場合には、市場に入札された自己計画電源と同様に、制約に服する必要がある（自己計画電源の制約の詳細については後記 3.2.2.3.2 参照）。

3.2.2 前日市場の入札方法

3.2.2.1 売り入札の入札区分

発電事業者は、前日市場において、発電余力全量の売り入札が求められる。

同時市場では、売り入札は、原則として電源（発電機）単位で行う¹⁵。これは、同時市場が、電源個々の運転パラメータや系統の地点ごとの混雑状況を考慮して最適な電源態勢を算出するためである。

これを踏まえ、発電事業者は、売り入札について、「市場計画電源」として市場の約定結果に起動停止を委ねる入札方法と、「自己計画電源」として自ら電源起動を確定させる入札方法のいずれかを任意に選択して入札を行う。

また、発電事業者は、運転パラメータとして、出力容量の上限・下限を設定する。この設定を通じて、自己計画電源として定格容量上限までの起動・出力を確定させることや、市場計画電源が約定した場合に一定の出力量を確保することなどができる。この設定は原則として任意に可能であるが、発電余力の全量供出義務の観点からは、燃料制約や設備の不調等の入札制約がある場合を除いて、出力容量上限を低く設定することは制約される。

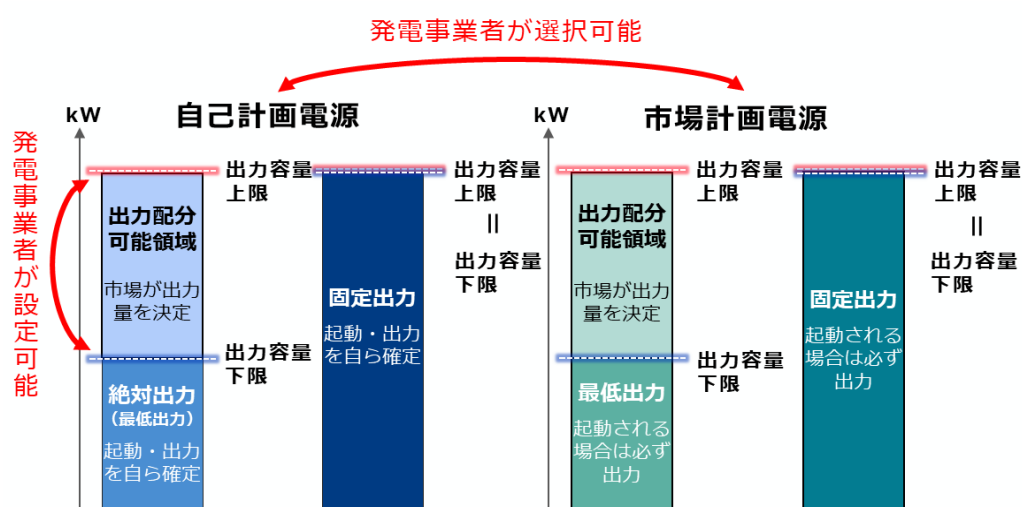


図 16 入札区分と出力容量の設定

¹⁵ DER の入札等の場合には、複数の電源をまとめて入札することもありうる。

3.2.2.2 市場計画電源の入札

市場計画電源の入札については、電源単位で、価格情報（起動費、最低出力費用、増分費用カーブ）を登録して入札する。

あわせて、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。ただし、既登録のものから変更がなければ、改めて登録する必要はない。

同時市場における市場計画電源の入札方法と、現行の卸電力取引所における入札方法との主な相違点は以下のとおりである。

	同時市場	現行制度
入札対象	電源単位	電源を特定しない電力量
登録情報	スリーパート情報（起動費、最低出力費用、増分費用カーブ。参考3 参照） 運転パラメータを含む電源情報	販売を希望する量及び価格

（参考 3）スリーパート情報

① 起動費

起動費とは、発電機が運転を開始し、電力系統に並列（電氣的に接続）されるまでに要する燃料費及び諸経費をいう。

起動費は電源の冷却状態に応じて異なるので、電源の停止時間等に応じて複数の起動費を登録することが想定される。

② 最低出力費用

最低出力費用とは、電源の最低出力における発電に要する費用をいう。

発電機が最低出力での発電に要する燃料費および発電機が系統並列していることで生じる無負荷費用を合算した費用である。

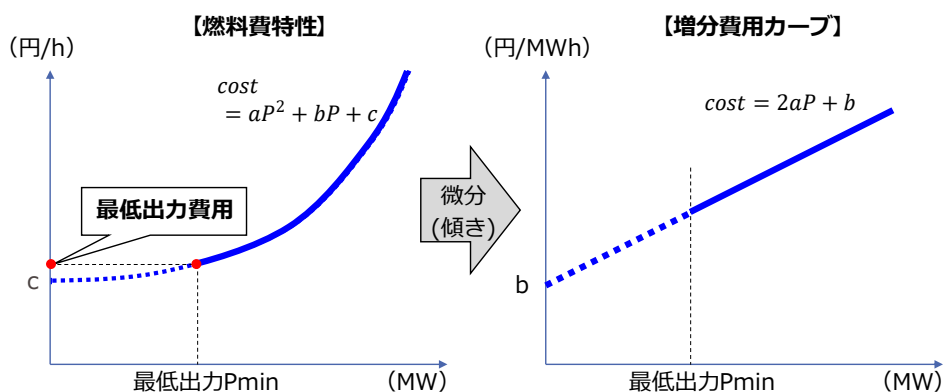
③ 増分費用カーブ

増分費用とは、ある出力において、微小に出力を増加するときに要する燃料費の増分をいう。

増分費用は、燃料費特性の式のある出力の点における傾きであり、燃料費特性を二次近似式で表す場合、その式を微分した一次式で近似して表すことができる（下図及び参考1 参照）。

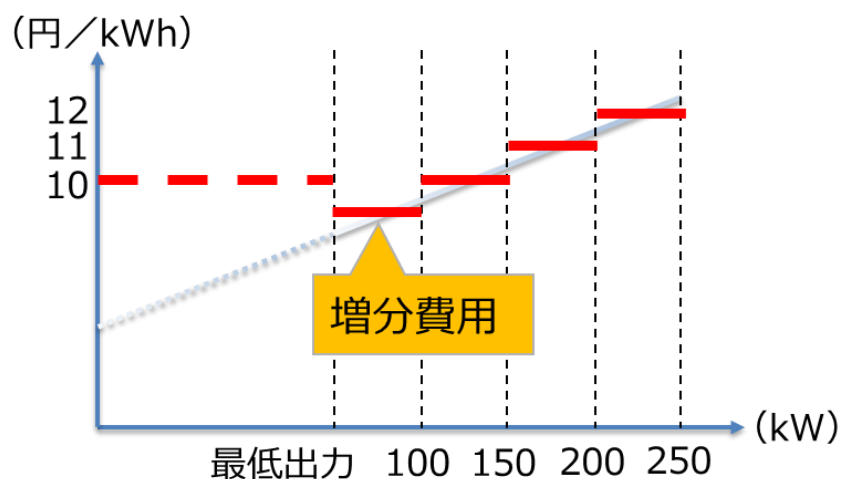
(参考) 燃料費特性と増分費用カーブ

■ 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す増分費用カーブとなる。



実際には、増分費用カーブをそのまま登録するのではなく、例えば、100～150kW までは 10 円/kWh、200kW までは 11 円/kWh、250kW までは 12 円/kWh というように、段階的に登録する（下図参照）。

この点は現在の卸電力取引所と同じであるが、電源単位の増分費用を登録する点に違いがある。



3.2.2.3 自己計画電源の入札

3.2.2.3.1 原則

発電事業者は、電源起動を自ら確定させる電源、すなわち自己計画電源としての入札を任意に選択可能である。

自己計画電源としての入札は、価格情報のない売り入札と扱われる。このため、入札方法としては、①自己計画電源を選択した旨と、②約定を希望する量すなわち発電計画（コマごとの出力量）を登録する。

加えて、自己計画電源についても、③電源情報（スリーパート情報、運転パラメータ等）の登録も必要となる。これは、後記のとおり、自己計画電源についても一定の場合には同時市場のメリットオーダーに基づく運用の必要があるためである。

自己計画電源の定格出力と登録された出力容量上限との間に差分がある場合には、当該差分は発電余力となるため、市場計画電源の出力配分可能領域として、上記スリーパート情報で入札されたものと扱われる。

なお、自己計画電源として入札した場合の精算は、成行入札と同様となり、kWh 価格を受け取ることができる。ただし、自己計画電源は自ら起動を確定させるものであるため、起動費等の個別補償（アップリフト）の対象とはならない。

3.2.2.3.2 自己計画電源の運用上の制限

自己計画電源の仕組みは、同時市場において、スリーパート情報に基づく約定方法が導入されること等を踏まえ、燃料調達等を含む中長期的な取引との整合性を図るため、電源稼働の予見性を確保する目的で導入されるものである。現行の優先給電ルール等の例外を設けるものではなく、出力制御時や地内系統の混雑発生時に優先的な送電権を認める趣旨ではない。

したがって、自己計画電源の制限の発動は真に必要な場合に限定されるべきではあるものの、系統の需給バランス維持や、送電容量制約等の観点から、再エネ出力制御や下げ調整力不足に至りうる状況となった場合には、自己計画電源も公平に制約に服することが必要と考えられる。

以上の考え方にに基づき、自己計画電源の運用上の制限については、以下の表のとおり整理された¹⁶。

¹⁶ 以下の表には自己計画電源の抑制方向の制限のみを記載しているが、焚増側の制限もありうる。具体的には、一つ前の市場における SCUC の結果、広域予備率不足が生じうる場合には、自己計画電源として設定された出力容量上限にかかわらず、原則として定格出力の範囲で、メリットオーダーにより出力配分を行う。もっとも、入札義務に関する整理を踏まえると、自己計画電源の制限が発動されていない場合でも、発電余力は出力配分可能領域として市場に既に供出されているはずであり、焚増側の制限は確認的な意味が大きい。

項目	概要
制限の要否の判断時	原則として、当該市場の前段階の市場等において行われる起動停止計画（SCUC）の結果に基づいて判断する。例えば、前日市場における自己計画電源の制限の要否は、週間計画（週間 SCUC）に基づいて判断する。
制限の要否の判断基準	一つ前の市場の SCUC・SCED において、市場計画電源の出力を抑制したとしても、なお、再エネ電源の出力抑制や下げ余力の不足、地内系統の運用容量超過が生じる場合に、自己計画電源の制限が必要と判断する。
制限の内容	- 制限時は、自己計画電源として入札・登録された電源についても、あらかじめ登録された価格情報及び運転制約に基づくメリットオーダーで起動・出力が公平に決定される。 - ただし、現行の優先給電ルール等を踏まえ、長期固定電源や再エネ電源等は、一般の火力発電に優先して出力配分が行われる。また、火力発電においても、一部の石炭火力の最低出力運転や、LNG の BOG 消費に必要な出力など、一定の出力を確保しなければならない運転制約¹⁷がある場合などにおいては、当該制約を事前に登録することにより、最低限の出力を確保すること等を可能とする。
制限の事前公表等	- 自己計画電源の制限が実施される場合、制限が必要と判断された時点で速やかに、制限が実施される地点及び時間帯を公表する。 - また、年単位での燃料調達計画や、より長期的な電源投資計画の策定に資するよう、発電事業の予見性を確保する観点から、年単位で、需給バランスや系統混雑等の見通しに基づき、自己計画電源の入札・登録が制限される可能性が高い時期及び地域に関する見通しを策定し、公表する仕組みの導入を検討する。

3.2.2.4 運転パラメータの登録

同時市場が最適な電源態勢を算出するためには、基本的に全ての電源の運転パラメータを把握することが必要となる。このため、前記のとおり、電源の売り入札時には、価格情報に加えて運転パラメータの登録が求められる。運転パラメータとして、どのような電源情報の登録を求めるかについては、現行制度におい

¹⁷ どのような運転制約を認めるべきかについては今後検討を行う。

て送配電事業者が調整電源について把握している内容（図 15 参照）や、北米市場の事例等¹⁸を参考として、発電事業者の実務も踏まえながら、同時市場の詳細設計時に決定することとされた。

また、運転パラメータについては、発電事業者が任意の値をその都度設定するのではなく、基本的には電源の仕様・性能等に基づき登録をすることとし、登録された運転パラメータに基づく約定結果に従った起動・出力が困難な場合には、発電事業者がその旨を連絡することによって、個別調整を行うこととされた。

個別調整とは、例えば、発電事業者が起動時間を修正して連絡し、修正後の起動時間に基づいて次の市場における約定処理を行うことにより、電源態勢を補正することなどが考えられる¹⁹。

3.2.2.5 小売電気事業者等の買い入札

小売電気事業者の買い入札については、現在の卸電力取引所と同様に、エリア（一般送配電事業者の供給区域に相当）を指定して、取引コマごとに、購入を希望する量と価格を登録する方法で行うことが一般的な方法となる。

ただし、同時市場は、地内系統の送電容量制約等を考慮した約定処理を行うものであることに鑑み、小売電気事業者が任意に選択しうる入札方法として、受電地点を特定した買い入札や、価格情報を登録せず購入希望量のみを登録する方法の買い入札も可能とする。特に、データセンター等大規模の需要で、使用電力量の変動が大きく、かつ地点を特定可能なものについては、地点を特定した入札の必要性について今後検討を行うこととされた。

また、発電事業者等が行う揚水発電のくみ上げの需要や、大型の火力発電の経済差し替えのための買い入札等で、地点が特定可能なものについては、同時市場が行う約定処理の結果をより実態に合致したものとし、計算処理の負荷を軽減させる観点から、地点を特定した入札を求めることとされた。

3.2.3 時間前市場の入札方法

時間前市場における入札方法は、基本的に前日市場と同じである。発電事業者はスリーパート情報と運転パラメータを登録し、小売電気事業者は購入希望量と希望価格を登録する。実際には、時間前市場では、前日市場の入札情報が基本的に引き継がれるため、価格情報や電源情報に変更がある場合にのみ、改めて入札行為を行うことになると考えられる。

¹⁸ 米国の電力市場である PJM では、電源の売り入札時に、最小停止時間、最小稼働時間、最大日間起動回数、最大週間起動回数、最大稼働時間、起動時間、通知後起動時間、出力容量上限と下限の比等の運転パラメータを登録することが求められる。

¹⁹ 起動が間に合わない電源の出力分について、発電事業者が自社の発電余力を自己計画電源として使用することにより対応することも可能である。

なお、発電事業者の時間前市場における入札について、本検討会では、発電事業者は、前日市場の約定結果にかかわらず、電源の定格出力全体について入札を行うこととされた（図 17 左）。すなわち、発電事業者は、前日市場の約定量にかかわらず、定格出力全体についてスリーパート情報を登録して入札を行う（多くの場合は、前日市場の売り入札の情報が時間前市場に自動的に引き継がれる）。

時間前市場で当該電源の約定量が変化した場合には、約定量の増加については、発電事業者が追加の売りを行ったものと扱い、約定量の減少については、発電事業者が買戻しを行ったものとして、同時市場が約定処理を行い、取引結果を作成するものとされた。

これは、同時市場の制度趣旨を踏まえ、時間前の時点において、電源態勢の柔軟な組み換えを可能とするためである。仮に、発電事業者が、時間前市場において、前日市場で未約定の部分に限定して売り入札を行うこととした場合（図 17 右）、時間前市場において前日市場よりも想定需要が増加した場合には対応が可能であるものの、想定需要が減少したり、変動性再エネの出力量が想定外に増加したりした場合には、約定電源の出力を下げるのが難しくなり、市場約定を通じて安定的かつ効率的な電源運用ができない。このため、上記の整理とされた。

他方、このような整理により、時間前市場において、直前の市場の約定結果に反する起動・停止が頻繁に求められるとすると、発電事業者の対応負担が大きくなる可能性がある。

この点については、時間前市場における約定処理は、前日市場の需要、再エネ出力量、発電機データを、最新の状況を反映して引き継ぐため、前日市場と同様のロジックで発電コストを最小化する計算処理を行うならば、需給の状況に大きな変化がない限り、前日市場と大きく異なる電源態勢となることは通常はないと考えられる。また、発電事業者が時間前市場において最低出力までを自己計画電源の絶対出力として入札し、起動状態を固定する等の運用によって、負担を軽減する対応も可能と整理された。

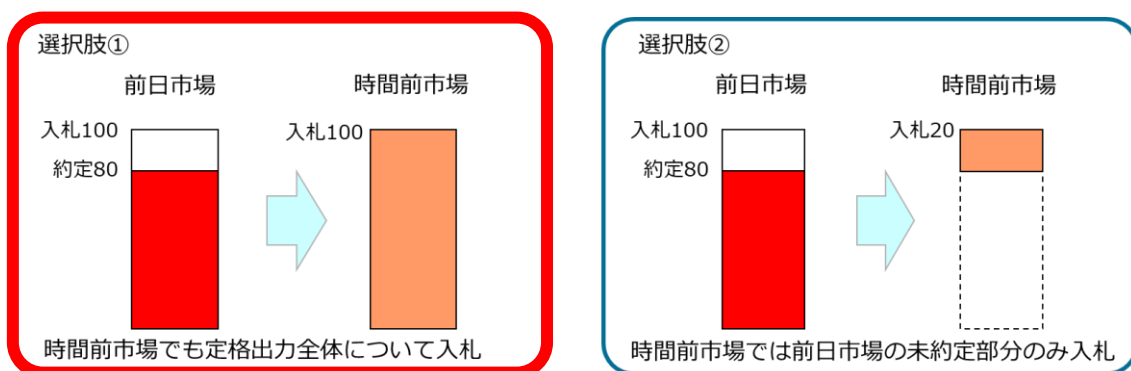


図 17 時間前市場における電源の入札（選択肢①を採用）

3.2.3.1 入札情報の変更

同時市場に入札した事業者が、前日市場の後、時間前市場において、入札内容の変更を行うことは、取引の自由度を確保する観点からは、基本的には幅広く可能であることが望ましい。

他方、ゲートクローズ直前に発電計画の大きな変更が行われると、安定供給上の支障や、直前市場や実需給における計算処理上の問題が生じることが懸念される。また、約定した電源の入札価格が事後的に変更されると、市場価格に不当な影響を及ぼすことも考えられる。

このため、前日市場後に入札内容を変更することについては、変更の時間的・内容的限界が問題となる。

まず、前日市場で市場計画電源として入札した電源を、時間前市場以降で自己計画電源に変更することについては、計算処理時間や解の収束性の観点から課題はあるものの、原則として可能とされた。これは、前項のとおり、発電事業者が、時間前市場において定格出力全体を入札対象とすると整理されたことを踏まえると、約定結果を固定する電源運用上のニーズも強いと考えられるためである。このため、基本的な方向性として、市場計画電源から自己計画電源への変更は、ゲートクローズ前の最終の時間前市場までは可能とすることとされ、技術的な実現可能性については今後検討していくこととされた²⁰。

他方、自己計画電源から市場計画電源に変更することは、一度成行売りをし、約定した電源について、価格を付して改めて売り入札をすることと同じ意味を持つことから、市場価格に与える影響が懸念される。このため、取扱いについては、監視や規律の観点を踏まえ、海外の事例も参考としつつ引き続き検討することとされた。

また、前日市場の未約定分についての入札情報の変更は、価格規律の範囲内で自由に可能とされた。

3.2.3.2 前日市場後の余力の活用

発電バランスンググループは、一般送配電事業者との契約上、ゲートクローズの時点で、当該 BG の計画発電量と実発電量とを一致させる義務を負っている。このため、前日市場における約定後に、電源脱落、出力低下等が発生した場合、発電 BG は、埋め合わせのため、時間前市場において買い入札をすることや、自社電源の余力（前日市場で約定しなかった電源）を追加起動・出力することが考えられる。

²⁰ なお、需給バランス制約や系統制約等により自己計画電源入札が制限される場合には、当然ながら、自己計画電源への変更はできない。

後者の方法は、前日市場の約定結果と異なる電源運用を認めることとなるが、発電 BG の負担で行う限りにおいては、他の市場参加者のコスト増となるものではない。また、電源トラブル等の場合に発電 BG 内で対応可能との予見可能性を確保することにより、市場計画電源としての入札をしやすくなる効果や、不足インバランス料金の支払の回避のため、供給力を実需給の予測に対して十分に確保するインセンティブを与えると考えられ、安定供給にも資する。さらに、米国市場においても、前日市場の後に、未約定の電源を自己計画電源として入札することが可能とされている例がある。

以上を踏まえ、発電事業者が前日市場後に自社電源の余力を活用することも可能と整理された。活用のイメージは図 18 のとおりである。

なお、あくまで前日市場で約定しなかった売れ残りの電源の活用を認めるものであり、電源トラブル等に備えるために電源の売り惜しみを行うことを認めるものではない。

また、自社電源の余力の活用により、系統の電源バランスが変わり、混雑が発生するなど、安定供給上問題が生じることも考えられる。この点については、需給バランスや系統混雑との関係で安定供給上支障が生じうる場合には、自己計画電源の制限が実施されることにより、余力の活用も制限されることになると考えられる。

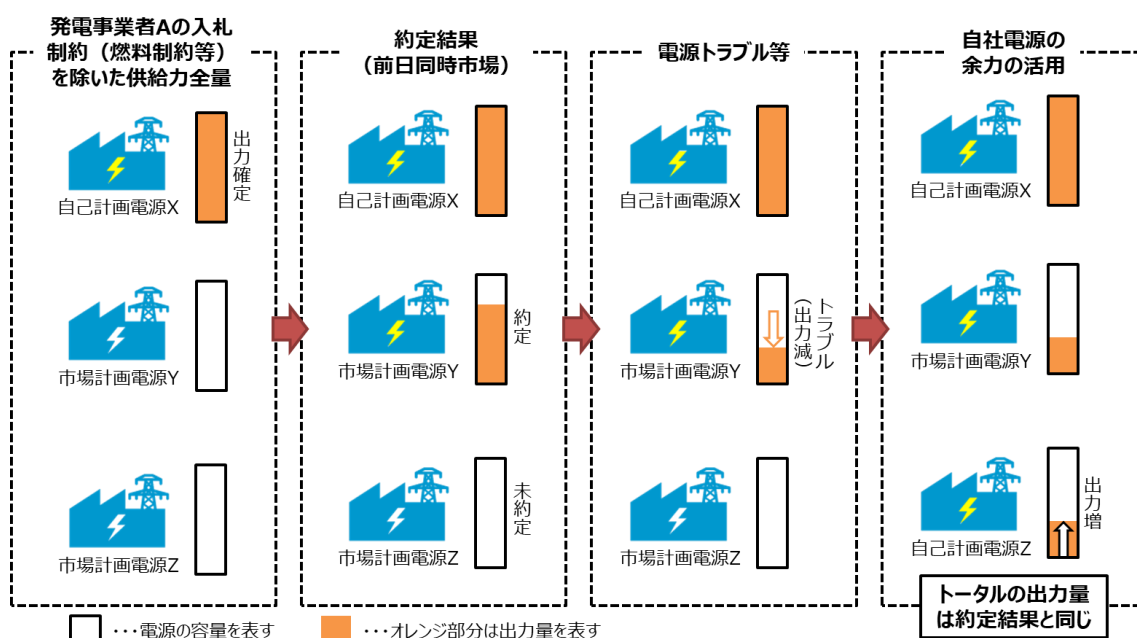


図 18 自社電源の余力の活用

3.2.4 直前市場の入札方法

直前市場についても、売り入札、買い入札の方法は、前日市場及び時間前市場と基本的に同じと考えられる。

他方、入札方法の詳細については、ゲートクローズ直前で1日24回（又は48回）開催される市場であることを踏まえ、一部異なる検討の余地もあると考えられる。

この点については、発電事業者の対応負担や、北米の電力市場においてリアルタイム市場では買い入札は量のみの入札とされている例が多いこと等も参考として、ゲートクローズ直前でインバランスを可能な限り回避するという取引ニーズや、実需給直前で迅速に計算処理を行う要請から、合理的な仕組みとすべきと思われる。

3.2.5 電源差替

発電事業者と小売電気事業者との間に電力の相対契約が存在する場合、発電事業者は、自社の電源で発電をして電気を供給することが通常であるが、スポット市場等の価格が安価であるときは、自社電源の出力を減らした上で、市場から調達した電気を小売電気事業者に供給することも経済的な運用として行われている（図19参照）。このような運用を電源差替と呼び、発電事業者だけでなく、社会全体としての効率的な電源運用の観点から一定の重要性がある。

同時市場においても、相対契約と市場取引を組み合わせることにより、電源差替を行うことが可能であるが、方法によっては会計上の課題が生じる可能性が指摘されており²¹、同時市場の詳細設計において引き続き整理を行う。

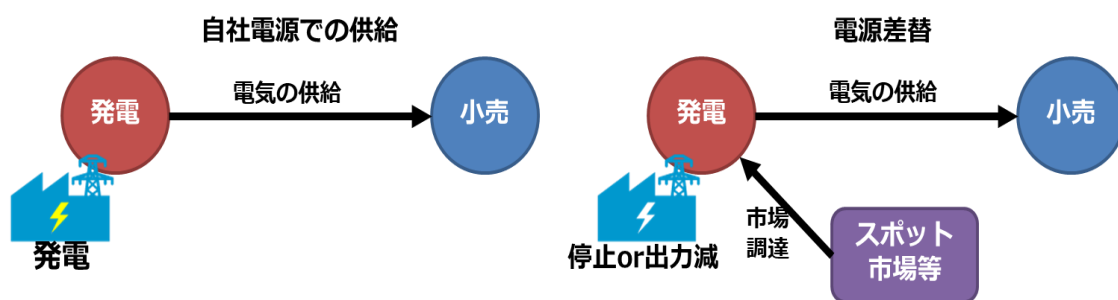


図 19 電源差替

なお、作業部会では、発電事業者が、自己計画電源の入札又は登録と、買い入札を併せて行うことにより、電源差替を行う方法も検討された。これは、発電事業者が買い入札も行い、約定した場合には、自己計画電源の販売分と、購入分の

²¹ 詳細は第14回本検討会（2025年3月24日）資料7-1から7-3までを参照

電力を相殺することができるので、当該自己計画電源の出力を減らすことができるというものである。

しかし、自己計画電源として約定した電源について、発電事業者の判断のみで停止・出力減を行い、その情報が同時市場に提供されないと、安定供給上問題となりうる。また、発電事業者は、発電余力の供出義務を負っている。このため、電源差替目的で自己計画電源の入札又は登録と買い入札を併せて行う場合、差し替え対象となった自己計画電源については、以降の市場で市場計画電源として入札を行い、そこで約定しなかったことをもって、停止又は出力減を行うこととされた。

また、本検討会では、北米の電力市場における相対取引の取扱いも紹介された。北米の電力市場では、発電事業者と小売事業者が市場外で相対契約に基づき取引した分の電力について、市場が反対売買を行う仕組みが導入されており、IBT (Internal Bilateral Transaction) 等と呼ばれている (図 20)。

この仕組みには、①市場外の相対契約に関して特別な会計処理が不要とされていること、②市場が反対売買を行うことにより、発電・小売双方が相対供給分について市場価格をヘッジする効果が得られること、③市場側が電力の実際の流れを把握しているため安定供給上の課題が生じにくいこと、④電源差替と同様の効果が得られること等、様々なメリットがあると考えられる。

一方で、現在の実務とは大きく異なる方法であり、導入には慎重な検討を要するとの指摘もあったことを踏まえ、本検討会では、同時市場導入後の取引における選択肢の一つとして、実現性や会計的な論点の確認も含め、導入の検討を進めることとされた。

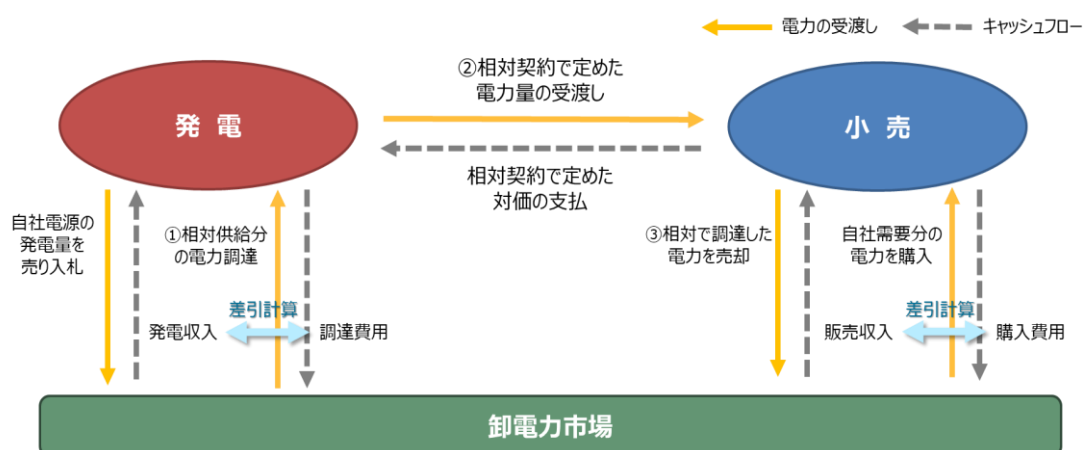


図 20 IBT のイメージ

3.3 約定

3.3.1 基本的な考え方

同時市場においては、前記のとおり、SCUC・SCED（系統制約付き電源起動停止計画・出力配分）を行って約定処理を行う。

具体的には需要及び調整力必要量に対して、電源の運転制約と系統制約を踏まえて、起動費と総燃料費の合計が最小になるように、電源の組合せ計算を行い、起動する電源と出力量を決定する。

この場合に、後記 3.4.2 のとおり、調整力に対する売り入札において、発電事業者がスリーパート情報とは別個の入札価格を設定しない方法とした場合には、基本的には、安価な電源から順番に、まず電力（kWh）に割り当てられ、次いで調整力（ ΔkW ）に割り当てられることになる（図 21 の確保イメージ参照）。

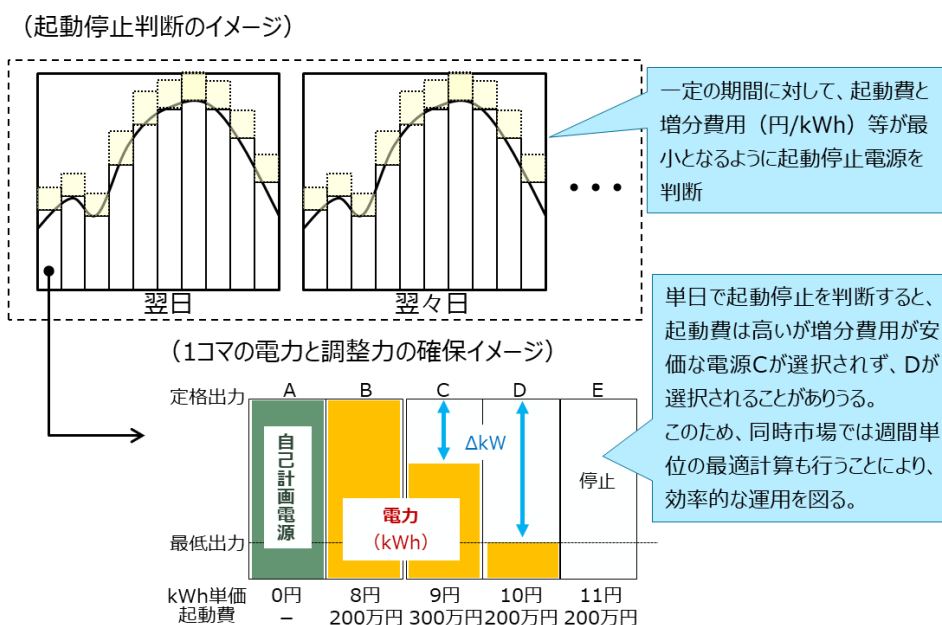


図 21 起動停止計画・出力配分のイメージ

3.3.2 約定・価格算定における小売・送配電想定需要の取扱い

同時市場は、市場外で取引される自己計画電源を含め、原則として全ての電源の運転情報及び想定需要を踏まえて計算処理を行い、安定供給の要請に従い最適な電源態勢を決定する。

この点について、作業部会では、実需給の前日の時点において安定的な電源起動を確保する観点から、小売電気事業者の買い入札需要が送配電事業者の想定需要よりも少ない場合には、送配電事業者の想定需要を基準として電源起動を行うことが合理的とされた。

本検討会では、さらに、同時市場における電源約定（起動停止計画・出力配分）と市場価格算定において、小売電気事業者等の入札需要と、送配電事業者の想定需要のどちらをどのように用いるべきか等を検討した²²。

現時点のおおむねの方向性として、電源の起動停止は、送配電事業者の想定需要に基づいて決定し、市場価格は、小売電気事業者の入札に基づく約定量に従って算定することが考えられる。

ただし、出力配分について、小売入札に基づく約定量を各電源の約定量（出力量）として配分するか、送配電想定需要を各電源の約定量（出力量）とするか²³は整理未了であり、今後の検討課題とされた。

また、小売電気事業者の買い入札に基づいて、適切な電源運用を行う観点からは、入札需要の正確性が重要となるため、小売電気事業者の買い入札の正確性を確保する仕組みについても必要に応じて検討を行うこととされた。

3.4 価格算定

同時市場においては、電力と調整力が同時に取引される点や、発電機の費用特性を踏まえた価格情報が入札される点が現行制度と異なる。

この点も踏まえ、本検討会では、価格算定の考え方について、電力の取引、調整力の取引、アップリフトといった市場全体を通じて適正な対価が得られる仕組みとすることが重要との考え方のもとで検討を行った。

本検討会で整理された前日市場から実需給までの価格算定方法の概要は以下のとおりである。

同時市場においては、前日市場から実需給まで一貫した方法で市場価格が算定されることにより、市場参加者に対し、適切な入札行動を促すことが期待される。

²² 詳細は、第16回本検討会（2025年5月20日）資料3-1、資料5、第17回本検討会（2025年6月25日）資料3、資料5等参照。本文は、分かりやすさの観点から論点を簡略化して説明している。SCUC・SCEDに基づく電源確保の方法については、安定供給の観点から必要な電源起動が確保されることを前提として、市場約定結果・実際の電源起動・発電計画ができるだけ一致することや、追加起動された電源についても市場で電力価格と調整力価格が適切に認識されることが望ましく、本検討会で提案された二つの案は、いずれもその点を満たしうる方法として提案されたものである。

²³ 後者の方法とする場合、小売電気事業者が買い入札に基づき対価を支払う電力量と、各電源に配分される出力量が異なることになるので、差分の電力は送配電事業者が市場で購入又は販売したものとみなすことが提案されている。

同時市場における価格算定方法の概要

同時市場（前日・時間前・直前市場）		実需給	
①電力（kWh）価格	②調整力（ΔkW）価格	③調整力 kWh 価格	④インバランス
● 電力（kWh）価格は、シングルプライスとし、電力と調整力を確保した電源態勢におけるシャドウプライス（系統全体で+1kWh 出力したときの価格）として、電源の増分費用により算定する。 ● 地内系統混雑時の電力（kWh）価格は、混雑系統と非混雑系統の各価格の加重平均価格とする。 ● 入札規律として、増分費用カーブに一定程度のリスク等（+10%程度）を織り込むことを可能とする。 ● 約定電源について起動費等の未回収分が発生する場合、個別補償（アップリフト）を行う仕組みを設ける。	● 調整力（ΔkW）価格は、調整力として確保されたことによる逸失利益（電源の増分費用と電力（kWh）市場価格との差額）から算定することとし、シングルプライスとする。 ● 逸失利益については、事業者が入札時に想定するのではなく、電源のスリーパート情報と実際の市場価格から事後的に算出する。 ● 応動速度の速い電源・商品について、調整力のパフォーマンスや需給の状況を踏まえた価格算定方法（上乘せ）も検討する。 ● 以上の算定方法については詳細設計時に適正な水準となるか確認を行う。例えば、上記方法で算定される実際の調整力価格が、ほとんどの時間帯で 0 円/ΔkW に近くなるような場合には修正を行う。	● 同時市場の電力（kWh）価格と同じ算定方法を採用し、実需給の時点における電源態勢のシャドウプライスとし、シングルプライスとする。 ● 実需給における電源態勢は 5 分ごとに算出されるため、5 分コマの価格を加重平均し、30 分コマの調整力 kWh 価格とする。 ● 以上について、同時市場に入札された価格情報及び同時市場の市場価格を参照して算定する。	● 現行制度と同様に、調整力 kWh 価格に基づき、需給ひっ迫時価格補正を行って算定することとし、シングルプライスとする。 ● 発電・需要 BG に不足インバランスを回避することを促し、買い入札の精度を高める観点からは、アップリフトの負担の一部を賦課することも考えられる。

3.4.1 電力 (kWh) の価格算定

3.4.1.1 算定方法

同時市場では、電源の起動停止・出力配分と、価格算定が二段階で行われる。

まず、同時市場は、系統制約等に基づき、発電費用を最小化するように、電力と調整力を同時に確保する形で、各電源の起動停止・出力量を決定する。

電力の市場価格は、このようにして確保された電源態勢のシャドウプライス（系統全体で 1kWh を追加で出力したときの価格。参考 4 参照）とすることとされた。すなわち、需給均衡点の電源の増分費用が、電力の市場価格となる（図 22）。

以上の算定方法は、前日市場から直前市場まで共通であり、これにより、一貫した算定方法の下、適正な価格シグナルを提供することができると考えられる。

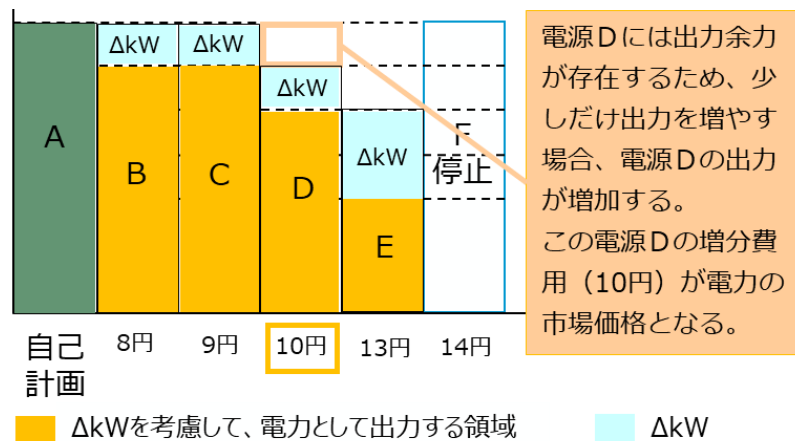


図 22 電力 (kWh) の価格算定イメージ

(参考 4) シャドウプライス

シャドウプライスとは、最適化問題において用いられる概念であり、数理計画上、制約式の定数項が 1 単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。

例えば、目的関数が発電費用の最小化であり、制約条件として需給バランス制約があるとする。これは、需給を一致させる条件を満たしながら、最も発電費用が小さくなる電源態勢・出力配分を求めることを意味する。

このような場合に、制約条件を 1 単位厳しくする（需要を 1 kWh 増加させる）と、それに伴って目的関数の値（発電費用）も増加する。このときに増加した費用がシャドウプライスである。

同時市場において電力価格を算定する場合には、シャドウプライスは、算出された電源態勢の全体で、追加で 1 kWh を出力する場合の費用となる。このため、結果として、需給均衡点の電源の増分費用となる。

3.4.1.2 価格規律

前項の算定方法の場合、起動費や最低出力費用を織り込んだ算定方法や、約定電源の中で最も高価な電源の限界費用を市場価格とする方法と比較すると、市場価格が低くなると想定される。また、発電機の増分費用は、外気温の状態等様々な要素で左右され、時々刻々の状況に応じて必ずしも常に正確な算出が可能というわけではない。本検討会では、以上の点を考慮し、増分費用カーブには、一定程度のリスク（+10%程度）を織り込むことを可能と整理した。

また、本検討会では、買い入札の方法に関連して、電力市場の価格算定方法や入札価格の設定方法については、これまでに発生した市場高騰の事例も踏まえた議論が必要との指摘があり、入札価格に最低価格や最高価格を設けることや、市場の上限価格を設けること等についても、同時市場の詳細設計時に必要に応じ検討を行うこととされた。

なお、本検討会ではコストベースの入札を前提とした検討を行ってきたが、現在の市場入札の考え方や、海外の事例も踏まえると、プライスベースの入札を可能とする仕組みも考えられる。ただし、どのような場合にプライスベースの入札が可能かについては、市場支配力の有無を踏まえた規律の検討も必要であり、この点も、詳細設計を行う段階で、監視の観点から検討を行うこととされた。

3.4.1.3 地内系統混雑時の算定方法

約定電源のシャドウプライスを電力価格とする場合、エリア間連系線の混雑時には、エリアごとに異なる価格となり、これが同時市場のエリアプライスとなる。

さらに、エリア内で系統混雑が生じた場合にも、混雑系統と非混雑系統で異なる電源態勢となりうることから、その場合のエリアプライスの算定方法を検討しておく必要がある。

この点について、系統混雑がない場合を仮定した電源態勢のシャドウプライスとする案（案A）と、地点ごとの価格について地点ごとの需要で加重平均を取ったものとする案（案B）が考えられ、年間を通じた市場価格や補填²⁴の多寡の比較検証を行った。

案Aは、系統制約を無視した電源態勢に基づく価格算定方法であるのに対して、案Bは、系統制約を踏まえた実際の電源態勢に基づきエリアプライスを算出するため、案Bの方がより実態を反映した価格に近いと考えることが可能である。また、案Aでは、非混雑時においても補填が発生する課題があることや、系

²⁴ 系統混雑等により、市場価格からは発電費用を回収しきれない電源が起動・出力された場合、当該取漏れ分の補填が必要となることを前提に、補填額を検証した。

統混雑を無視した電源態勢を別途作成する作業負担も生じることから、案Bを採用することとされた。

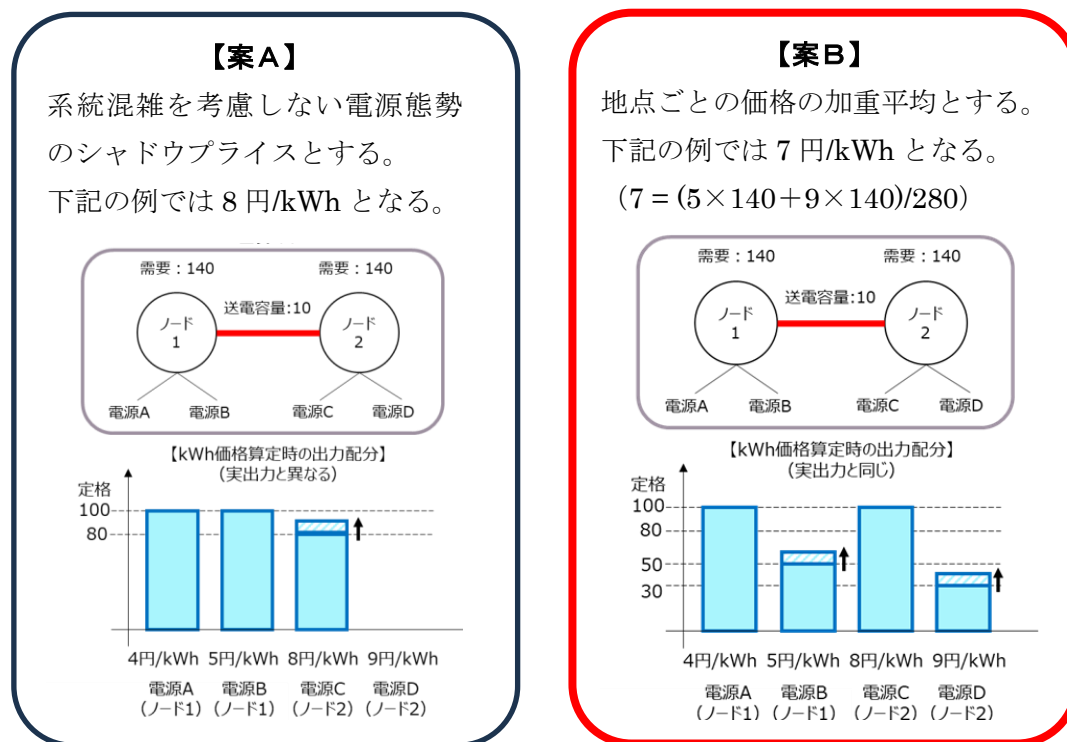


図 23 地内系統混雑時の価格算定方法（案 B を採用）

3.4.2 調整力（ΔkW）の価格算定

3.4.2.1 算定方法

現行の需給調整市場においては、入札事業者が、電源の起動費、最低出力費用及び限界費用と市場価格（予想）を踏まえ、一定額等を加えて入札価格（円／ΔkW）を設定し、約定した電源についてマルチプライス精算が行われている。

これに対し、同時市場においては、起動費、最低出力費用、増分費用については、事業者が入札価格を設定しなくとも、入札時のスリーパート情報から情報が得られることから、調整力（ΔkW）の価格はスリーパート情報と実際の市場価格に基づいて算出するものとされた。

また、同時市場では、電力市場と調整力市場が同時に開催されることから、調整力価格のみによって起動費や最低出力費用を全て回収する必要はない。このため、調整力価格については、調整力固有の費用、すなわち、調整力を確保するために発電余力を設けたことによる逸失利益（電力市場から得られなかった利益）に基づいて算出し、シングルプライスとすることを基本方針とし、起動費等に取り漏れが生じた場合には、アップリフトにより確実に補償することとした。

加えて、現在の一次調整力、二次調整力に該当する応動速度の速い電源については、当該商品の需給の状況やパフォーマンス評価を踏まえて、価格算定を行うことも検討することとした。

また、上記算定方法で適正な水準の価格となるかどうかについて、次項の検証を行ったところであるが、詳細設計時にも確認を行う。例えば、上記方法で算定される実際の調整力価格が、ほとんどの時間帯で 0 円/ΔkW に近くなるような場合には、算定方法の修正を行うことが考えられる。

3.4.2.2 試算結果

前項の算定方法を採用した場合、本検討会の検証結果によると、電力価格平均に対する調整力価格平均は 0.33、電力年間取引総額に対する調整力年間取引総額は 0.02 となった。これは、例えば、電力の平均価格を 10 円/kWh、年間取引総額を 5 兆円と仮定した場合、調整力の平均価格は 3.3 円/ΔkW、年間取引総額は 1000 億円となることを意味する。この金額は、算出された調整力価格が上記平均価格との関係で標準的な分布となる場合には、おおむね適正な水準であると考えられるが、前記のとおり、その点も含めて詳細設計時に確認を行う。

ΔkW特定方法		前回（機会費用全て、SPAはハイブリッド精算）			ケース①（機会費用なし）			ケース②（最低出力費用）		
Uplift判定期間		コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位
ΔkW SPA	kWh価格平均/年間取引総額	1.0 / 1.0								
	ΔkW価格平均/年間取引総額	0.77 / 0.05			0.33 / 0.02			2.4 / 0.24		
	Uplift年間総額(割合)	0.009	0.003	0.001	0.030	0.018	0.015	0.008	0.002	0.001
ΔkW MPA	kWh価格平均/年間取引総額	1.0 / 1.0								
	ΔkW価格平均/年間取引総額	0.47 / 0.03			0.07 / 0.003			0.44 / 0.03		
	Uplift年間総額(割合)	0.011	0.006	0.005	0.035	0.028	0.026	0.013	0.008	0.007

図 24 調整力価格等の試算

3.4.3 調整力 kWh 価格、インバランス料金の算定

3.4.3.1 算定方法

同時市場の位置付け（前記 2.3）を踏まえると、ゲートクローズ後の系統運用、需給運用は、周波数維持義務を負う送配電事業者が引き続き行うことになる。

そして、調整力 kWh 価格及びインバランス料金は、系統・需給運用に要する費用であることから、送配電事業者が精算主体となる。ただし、調整力 kWh 価格及びインバランス料金については、同時市場の市場価格との継続性・整合性が重要

であるため、それらの算定は、同時市場の市場価格や、同時市場に登録された電源情報を参照して行う仕組みとすることが合理的と考えられる。

以上を前提として、本検討会で整理された算定方法は以下のとおりである。

① 調整力 kWh 価格

現行の需給調整市場においては、調整力 kWh 価格は、事業者が設定した出力上げ単価（V1 単価）、出力下げ単価（V2 単価）に基づいてマルチプライスで精算されている。また、V1 単価、V2 単価は、調整力供出インセンティブの観点から、限界費用に±10%のマージンを乗せて設定することが可能とされている。

同時市場においては、電源の価格情報がスリーパート情報として提供されることから、V1 単価、V2 単価を改めて設定する必要はない。また、実需給断面における電力（kWh）の価値も、前日市場や時間前市場における電力と同様に、その時点における電源態勢のシャドウプライスによって評価することが合理的であると思われる。

このため、同時市場における調整力 kWh 価格は、実需給における電源態勢のシャドウプライスとし、現行制度とは異なり、シングルプライスで精算する方針とされた。ただし、実際には、実需給の電源態勢は、5 分単位で算出されることから、その結果を加重平均し、30 分コマの調整力 kWh 価格を算出する。

以上によって、前日市場から実需給まで、一貫した方法で電力価格が算定されることになる。

② インバランス料金

インバランス料金については、現行制度では、調整力 kWh の限界価格を参照し、ひっ迫時補正等が行われる。

同時市場においても基本的な考え方は同じとし、インバランス料金は、原則として調整力 kWh 価格として、ひっ迫時補正等の在り方については、取引規律や監視の観点も踏まえ、同時市場の詳細設計時において検討するものとされた。

また、事業者に不足インバランス回避を促し、買い入札の精度を高める観点から、アップリフトの負担をインバランス料金に一部賦課することも検討が必要とされた。その点も含め、同時市場を前提とした適切な算定方法を検討する。

3.4.4 個別補填（アップリフト）の仕組み

3.4.4.1 補填対象

本検討会の整理では、約定電源について、電力価格と調整力価格を通じて発電費用が回収しきれない場合には、不足分を個別に補償する仕組み（アップリフト）を導入することとされている。

具体的には、ある電源の発電費用と、同時市場から回収できる費用を比較し、回収不足が生じる場合には、回収不足分が補填される（図 25）。

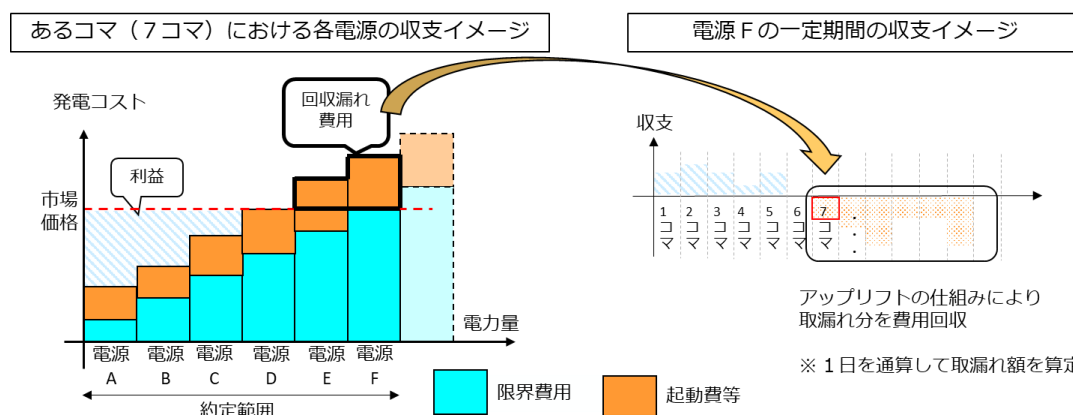


図 25 アップリフトのイメージ

アップリフトは、起動費、最低出力費用等の取漏れと、何らかの理由で出力が下げられた場合の逸失利益、また、系統混雑等に起因して市場価格よりも増分費用が高価な電源が出力された場合の増分費用の回収不足等から構成される。

アップリフトについては、未回収分の算定期間をどう設定するか、すなわち、1コマ、1日、1週間等のどの期間で取り漏れを算定するかが問題となる。

本検討会では、日間起動停止を行う電源が多くあることや、規模感の検証結果を踏まえ、1日を通算して取漏れ額を算定するのが適切と整理された。

その場合、前記調整力価格の算定方法を前提とした試算では、図 24 のとおり、アップリフトの規模は電力の年間取引総額の 1.8%とされた。これは、例えば、電力の年間取引総額を 5 兆円と仮定すると 900 億円となる。

3.4.4.2 負担配分

アップリフトの回収方法としては、市場における電力の調達量に応じて市場参加者から徴収する方法や、インバランス料金に上乗せする方法、会費等として負担を求める方法、託送料金として回収する方法など、様々なものが考えられる。

この点について、アップリフトの多くは、何らかの要因によって追加的な電源運用が必要となったことにより発生した起動費や逸失利益等を補填するものと考えられる。そうすると、負担配分の基本的な考え方としては、追加的な電源運用の原因者や受益者に負担を求めることが望ましいと考えられる。

他方、アップリフトとして算定された額を発生要因ごとに仕分けることは困難であるから、配分方法としては、アップリフトの総額を、過去実績等に基づいてあらかじめ設定した按分割合に基づき配分することが考えられる。

具体的な負担配分の在り方については、以上の考え方を踏まえ、今後の詳細設計において検討を行うこととされた。

(参考 5) アップリフトの必要性

前記 2.1.1.2 のとおり、電力の市場取引に関して、起動費等を考慮した約定及び費用回収の在り方は一つの課題となっている。

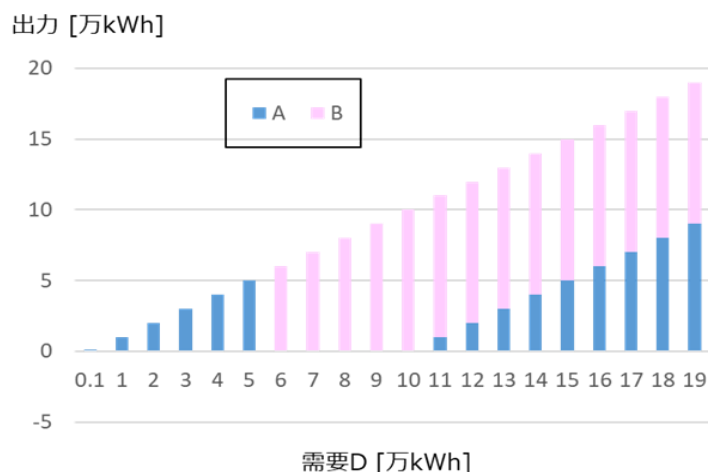
同時市場では、効率的な電源運用や価格算定を実現する観点から、アップリフトの仕組みを導入することとした。

説明のため、簡単なケースを設定する。下記は、電源AとBの発電費用と出力上限である。比較すると、増分費用はAの方が高価だが、Bは起動費 30 万円を要するという違いがある。

	電源A	電源B
増分費用カーブ[円/kWh]	14	8
起動費 [万円]	0	30
出力上限 [万kWh]	10	10

このケースにおける電源AとBの運用の最適解は以下のグラフのとおり。

【発電機出力】



電源Aの方が増分費用は高いが、起動費がかからないので、需要が 5 万 kWh までの場合は、電源Aのみを稼働することが経済的である。

需要が 5 万 kWh を超える場合は、起動費 30 万円を支払って、増分費用が安価な電源Bのみを稼働させることが経済的となる。

ただし、電源Bの出力上限は 10 万 kWh であるため、需要が 10 万 kWh を

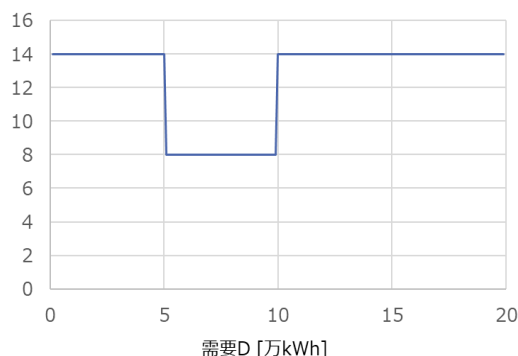
超える場合は、電源AとBの両方が稼働する。

以上の場合に、同時市場の価格算定方法（電源態勢のシャドウプライス）に基づいて電力の市場価格を算定すると、需要が5万～10万kWhの場合は、電源Bの増分費用である8円/kWhとなる。

したがって、需要が5万～10万kWhの場合には、電源Bは起動費を回収できないため、下図右のとおり、起動費30万円のアップリフトが発生する。

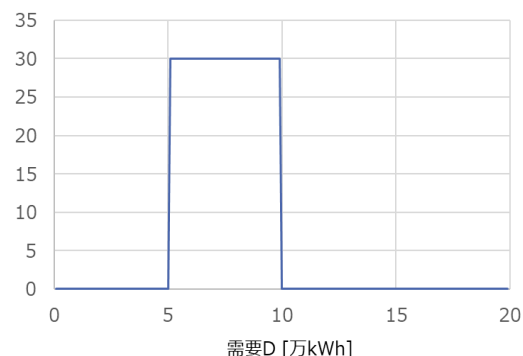
【約定価格（シャドウプライス）】

価格 [円/kWh]



【Uplift】

金額 [万円]



このようなケースで、ブロック入札で対応しようとする、電源Bは、一定期間の出力を想定し、当該期間の増分費用に起動費を上乗せして入札することになる。入札価格とブロックが適切に設定され、約定すればよいが、設定方法によっては不落となるリスクがある。電源Bが不落の場合は、その分電源Aが稼働し、効率的な運用とならず、市場価格も高くなる。

この点を考慮し、電源態勢については最適解を追求し、市場価格はシャドウプライスで算定しつつ、取り漏れが生じた場合には個別に補償するのがアップリフトの考え方である。これにより、現行の約定・精算方法と比較し、より効率的な電源運用が可能となると考えられる。

3.5 精算

3.5.1 差分精算

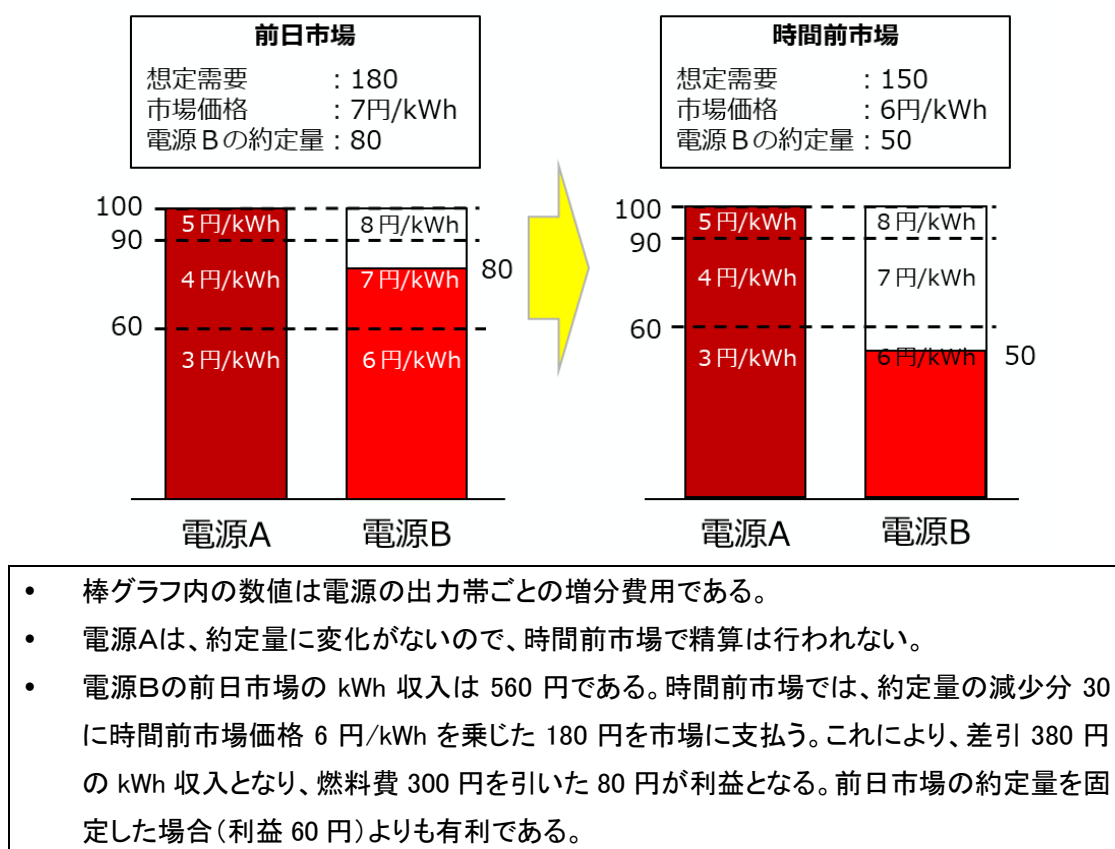
本検討会では、前日市場だけでなく、時間前市場、直前市場として、シングルプライスオークションの同時約定市場を繰り返し開催することとされている。時間前市場以降の市場の取引対象については、前日市場における取引の確定（量と価格の確定・把握）の要請を考慮すると、前日市場からの約定量の差分を取引することとするのが適切である。

したがって、電力と調整力のいずれについても、時間前市場で約定量が変化した場合には、その変化分について、当該時間前市場の価格で精算を行うこととし、同一コマについての精算結果を前日市場から直前市場まで通算して、一連の取引の決済、精算を行うことが考えられる。

なお、前記のとおり、本検討会では、前日市場後の柔軟な電源運用の観点から、発電事業者は、前日市場の約定結果にかかわらず、時間前市場において、引き続き定格全体をスリーパート入札の方法で入札することとされた（自己計画電源として入札しない場合）。

その場合の約定量の変化については、約定量が増加した場合には発電事業者が追加の売りをを行い、減少した場合には買い戻しを行ったものとして、当該時間前市場の価格で精算を行うことになると考えられる。

このような運用は、同時市場において、想定需要が増加する場合には基本的に市場価格が上昇し、想定需要が減少する場合には市場価格が下降する設計がされていることを考慮すると、発電事業者にとっても基本的には効率的なものとなると考えられる（図 26 参照）。ただし、差分精算に伴う費用回収の在り方については、引き続き検討を行う。



- 棒グラフ内の数値は電源の出力帯ごとの増分費用である。
- 電源Aは、約定量に変化がないので、時間前市場で精算は行われぬ。
- 電源Bの前日市場の kWh 収入は 560 円である。時間前市場では、約定量の減少分 30 に時間前市場価格 6 円/kWh を乗じた 180 円を市場に支払う。これにより、差引 380 円の kWh 収入となり、燃料費 300 円を引いた 80 円が利益となる。前日市場の約定量を固定した場合(利益 60 円)よりも有利である。

図 26 差分精算の例（想定需要減少ケース）

4 情報公開

同時市場の導入に当たっては、約定結果の通知・公表の仕組みや、各種の情報提供・情報公開の仕組みを設けることも必要と考えられる。

4.1 約定結果の通知・公表

同時市場の約定後速やかに、市場価格、約定量（発電事業者には発電スケジュール、小売電気事業者には各コマの調達量）等の通知を行う。

通知方法としては、透明性及び迅速性の観点と、可能な限り多様な参加者のアクセスを可能とする観点から、入札の実行や約定結果・精算金額等の確認が一元的に可能な専用プラットフォームを構築し、これを通じて行うほか、API 連携等も可能とすることが考えられる。

また、市場参加者の運用業務の観点から、詳細設計時において、約定結果の通知・公表にかかるタイムラインを明確化する。

4.2 年間見通し等の情報提供

自己計画電源入札・登録の制限に関し、年単位で、需給バランス等の想定に基づき、どの時期に、どの地域で制限される可能性が高いか等の見通しを策定し、公表する。具体的な策定・公表の方法や実施主体については今後検討を行う。

4.3 約定ロジック等の検証・フォローアップ

市場参加者の予見性の向上を図る観点から、事業者の市場取引の動向や市場約定結果、約定価格等の情報を整理し、定期的に公表する。

また、同時市場の約定処理の透明性・効率性の向上のため、同時市場又は関係機関において、市場約定結果を検証し、約定ロジックの改善について継続的に検討を行うこと等も検討すべきと考えられる。

5 他制度等との関係

5.1 容量市場

現行制度において、容量市場で約定し、容量確保契約を締結した安定電源については、容量市場のリクワイアメントとして、卸電力市場等への入札が求められている。同時市場の導入後は、電力と調整力の両方に対する入札義務が生じることに鑑み、適切な時期に容量市場リクワイアメントの改定が必要である。

また、容量市場への入札にあたっては、卸電力市場等から得られる収益を他市場収益として控除した上で入札を行う必要がある。このため、同時市場の導入後の市場価格の水準について、事業者が適切に見積もりを行うことが可能となるよう、今後の同時市場における価格算定方法や価格規律の詳細設計については、適切なタイミングで周知・公表を行う必要があると考えられる。

5.2 FIT・FIP

変動性再エネの多くを占める FIT・FIP 電源については、同時市場において、以下のような入札・精算の方法が想定される。

FIT 特例①・③の電源については、送配電事業者からの計画配分に基づき、買取義務者が入札を行うことになるが、買取義務者が地点を特定して売り入札を行うことは現実的ではないため、エリア単位で売り入札を行うことになると考えられる。

FIT と同時市場との関係において留意すべき点として、FIT 特例①・③の電源については、前日 6 時に配分された計画値がゲートクローズまで不変であり、出力予測の変動が同時市場に情報提供されないため、時間前市場以降の SCUC・SCED において最適化の対象とならないことが課題となる。

この点については、同時市場の導入に伴い、時間前市場における需給管理が現在よりも容易になることを踏まえ、計画配分のタイミングを現在よりも後ろ倒しにすることや、計画見直しを可能とすることにより、より効率的な市場取引と需給運用が可能となることも考えられる。しかし、特に FIT 特例①において、再エネ出力予測の変動に応じて発電計画の変更を随時求める形とすると、買取義務者である小売電気事業者のインバランスリスクとなるため、この点は、関連する審議会等とも連携し、対応方針を検討していくことが望ましいと考えられる。

FIP 電源については、発電事業者がバランシングを自ら行う電源として、出力予測を行い、一般の電源と同様に入札を行う。卒 FIT 電源についても、基本的には同様の形か、後記コーポレート PPA の形で取り扱われることが想定される。

具体的な入札方法としては、原則として、火力電源と同様、スリーパート情報及び運転パラメータ等の電源情報（FIP 電源の場合には地点情報を含む。）を登

録することとし、不要な項目及び登録困難な項目については空欄又は零と登録することでよいと考えられる。

なお、再エネ電源のコーポレート PPA について、自己計画電源として取り扱う場合の規律については、以下のとおり整理された。

論点	コーポレート PPA	火力発電等の相対契約
自己計画電源の入札方法 (市場入札を必須とするか)	右に同じ	- 安定供給上必要な場合には公平に制約に服することを前提に、市場入札を必須としない - 相対契約が紐付く自己計画電源として市場外で取引する場合、相対契約の供給予定量に基づいて行う
自己計画電源入札が制限される場合の考え方	- 制限が発動される場合については同右 - 制限が発動された場合、再エネ電源であることから、火力発電等よりも抑制順は後とされる(火力発電の自己計画電源・市場計画電源を調整してもなお下げ調整力等が不足する場合に出力制御)	- 再エネ電源を除く市場計画電源を調整してもなお再エネ出力抑制・下げ調整力不足等の事態に至る場合に、制限を発動 - 制限が発動された場合には、自己計画電源・市場計画電源の区別なく、長期固定電源等を除きメリットオーダーで出力配分
※ 電源構成表示の考え方	間接オークションに準じた整理(下記参照)か	-

• **電力の小売営業に関する指針**(令和 7 年 3 月 31 日最終改定、経済産業省)(抄)

(※) 間接オークションを用いた調達の場合

小売電気事業者が、連系線を利用して電気を調達するために、日本卸電力取引所を介して電気を取引する場合、当該電気は日本卸電力取引所から調達した電気に該当する。しかし、小売電気事業者が連系線を利用して他の事業者から調達する電気につき、(ア) 売入札側の事業者との間で電源構成等を特定した契約を締結し、かつ、(イ) 日本卸電力取引所において同一の 30 分の時間帯に当該小売電気事業者及び売入札側の事業者が入札し約定した電気の総量が当該契約に基づいて調達されたとする電力量以上であるときは、小売電気事業者は、その調達した電気を当該契約に定められた電源構成等の割合で調達したものとみなして区分しても問題とならない。

図 27 コーポレート PPA の取扱い

5.3 下位系統混雑管理

前記のとおり、同時市場は、現在のところ、基幹系統（上位2電圧階級）の送電容量制約等を考慮した最適計算を行う方針である。

一方で、DERはその規模からローカル系統以下に接続されることが多く、ローカル系統で混雑が生じた場合、同時市場における基幹系統混雑管理と、ローカル系統混雑管理をどのように両立させていくかが課題となる。

この点については、他の審議会等における検討や取り組みも踏まえながら、引き続き検討を行うことが必要と考えられる。

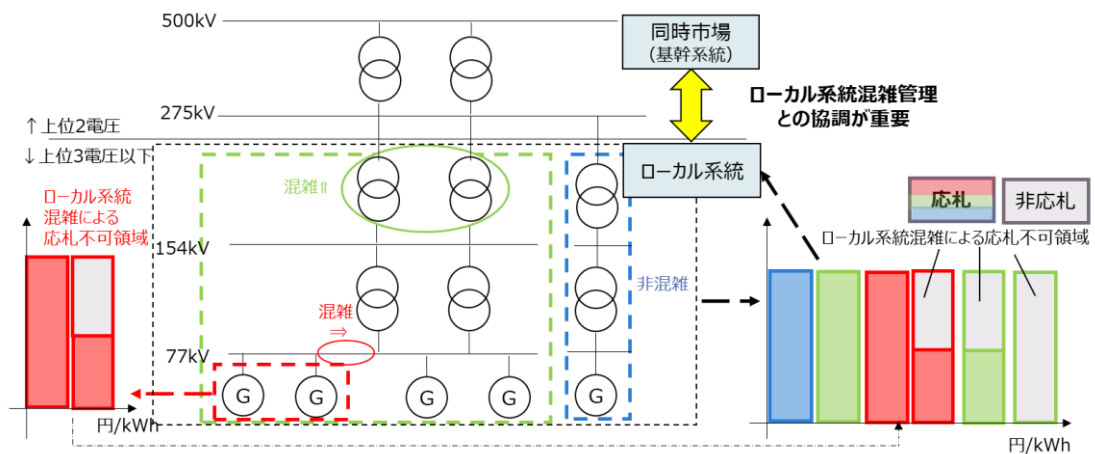


図 28 ローカル系統混雑管理との関係

6 詳細検討を要する主な事項

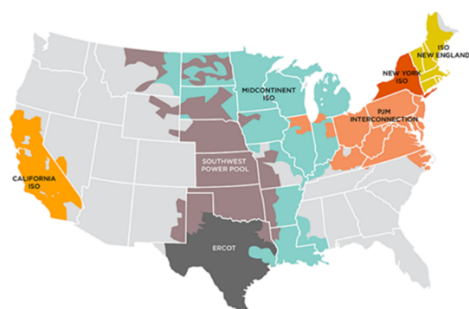
6.1 実現可能性に関する技術的な検討

同時市場の導入には、SCUC・SCED を行うための高度な計算処理機能を備えた約定システムの開発が必要となることから、その実現に向けた技術的な検討を引き続き行うことが重要である。

この点について、SCUC・SCED による約定処理は、北米の電力市場等においては、これまで広く採用され実績のある技術である。このため、我が国においても、理論的には導入が可能と考えられる。

(参考) 北米等における同時最適ロジックの導入状況

- 米国では、以下の各ISO/RTOの全ての市場において、約定処理に同時最適ロジックが導入されている（ERCOTではリアルタイム市場のkWhとΔkWの同時最適化は2025年12月から導入予定）。また、欧州でも、ACER（エネルギー規制機関間協力庁）において、電力量と調整力の同時最適化の導入に関する検討が行われている。



CAISO	California ISO
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ISONE	ISO New England
MISO	Midcontinent ISO
NYISO	New York ISO
PJM	PJM Interconnection
SPP	Southwest Power Pool

※図はFERCウェブサイト (<https://www.ferc.gov/introductory-guide-electricity-markets-regulated-federal-energy-regulatory-commission>) から引用

図 29 北米等における同時最適ロジックの導入状況

しかし、本取りまとめに示したとおり、本検討会が提案する同時市場は、北米市場の仕組みをそのまま導入するものではない。我が国の系統規模や、系統・需給運用の仕組み、燃料調達の重要性といった我が国の電力システムの特殊性²⁵や独自の要請を踏まえ、現行制度の利点も活用しつつ、将来の環境変化に対応可能な安定的かつ効率的な仕組みの構築を目指すものである。

このため、以上のような同時市場の導入に向けて、技術的観点からの検討を引き続き行っていく必要があると考えられる。

なお、北米においても、現在、変動性再エネや DER の導入は大きな課題とな

²⁵ 第1回本検討会（2023年8月3日）資料6等参照

っており、地域ごとに進度に差はあるものの、目下検討が進められている²⁶。また、欧州においても、変動性再エネの大量導入によって、系統・需給運用の重要性が一層高まる将来に対応可能な電力市場設計として、電力と調整力の同時最適化に関する検討が行われている²⁷。

変動性再エネの大量導入下において、電力と調整力を効率的に調達し、安定的な需給運用を実現することは、我が国だけの問題ではなく、現在世界的な課題となっており、各地域においてそれぞれの状況を踏まえた対応が模索されているものと思われる。

(参考 6) 本検討会の技術検証

本検討会では、SCUC・SCED による電力と調整力の同時最適化が我が国においても可能であるかを検証するため、本検討会の下に、「同時市場の電源起動・出力配分ロジックの技術検証会」を設置し、技術検証を行っている。

検証項目と検討状況は下記のとおりであるが、以下、検証方法等の概要を紹介する。詳細及び検証結果については、参考資料 1 を参照されたい。

検証A（同時市場に関するロジック技術検証）の検討項目一覧

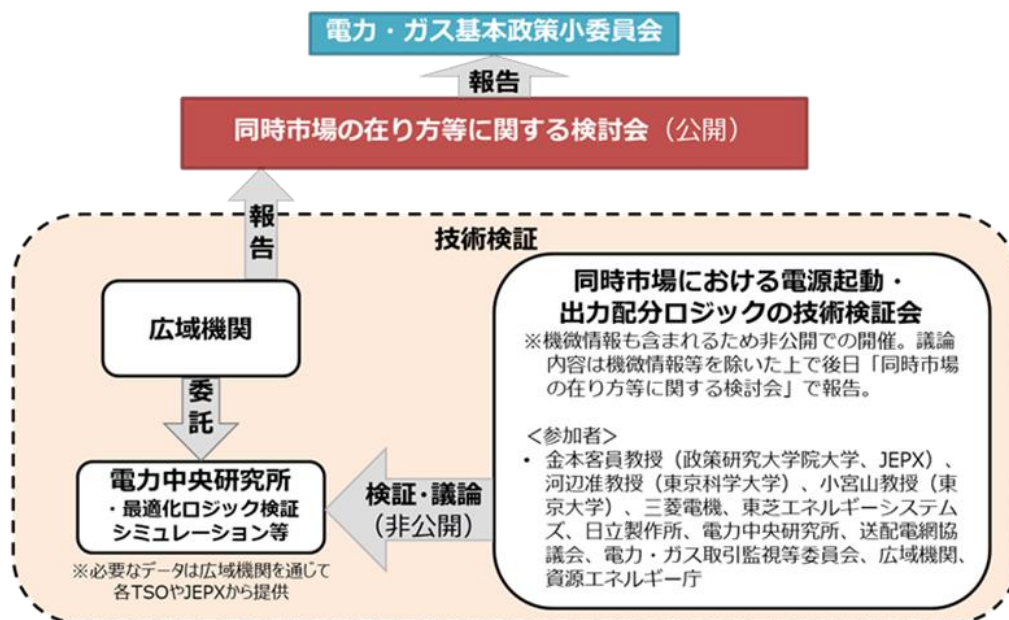
■ 検証A（同時市場に関するロジック技術検証）における検証項目と、各検討状況については下表のとおり。 ■ 今回は進歩のあった項目（赤字）について、中間取りまとめを行う。	
検証項目	検討状況
①基本ロジックの構築	・ロジックを構築・実装し、動作検証済み（前回取りまとめ） ・収束性向上策の検討、火力応動特性をモデル化して動作検証済み（今回取りまとめ）
①買い入れを考慮したSCUC・SCEDロジック	・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み（前回取りまとめ） ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施（前回取りまとめ） ・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証済み（今回取りまとめ）
②週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック	・週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理（前回取りまとめ） ・具体的なロジックを構築・実装し、動作検証済み（今回取りまとめ）
③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック（変動性再エネの出力変動への対応含む）	・現時点の調整力の定義見直しの議論を踏まえたロジック・ΔkW入札価格を考慮したロジックを構築・実装し、動作確認済み（前回取りまとめ） ・三次インセンティブのロジックを構築・実装し、動作確認済み（今回取りまとめ）
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	・電源差替を小規模システムモデルで模擬し、動作検証を実施（前回取りまとめ）
⑤系統制約の取扱い	・厳密なロジック（制約条件）による対応は困難な見込み（前回取りまとめ） ・適切なプランジ（マージン）を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能な示唆を得た（前回取りまとめ以降、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」で検討が進められ、一定の整理を行った）
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	・海外調査および数種の手法の技術的特徴を整理（前回取りまとめ） （今後、制度論として将来の日本での導入可否を深掘り予定）
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施（前回取りまとめ） ・時間前同時市場に関する更なる検証（一部固定化等）を実施（今回取りまとめ）
⑧自己計画電源等に一定の制約を課すロジック	・混雑・非混雑系統の特定ロジックの精緻化 ・自己計画電源等に一定の制約を課すロジックの構築・検証
⑨送電ロス考慮したSCUCロジック	・送電ロス考慮したSCUCロジックに関する海外・過去事例調査（今回取りまとめ） ・送電ロス考慮したSCUCロジックの構築・検証

²⁶ 北米における変動性再エネや DER の導入・対応状況については、例えば、第 16 回本検討会資料 4 等参照

²⁷ エネルギー規制機関間協力庁（ACER）委託調査報告書（2024 年）参照
<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Cooptimisation_Benefits_Study_2024.pdf>

➤ 検証体制

第三者検証体制として、有識者、メーカー等の視点で、国内研究機関の分析結果を検証する体制を構築し、検証を行った。



➤ 検証の進め方

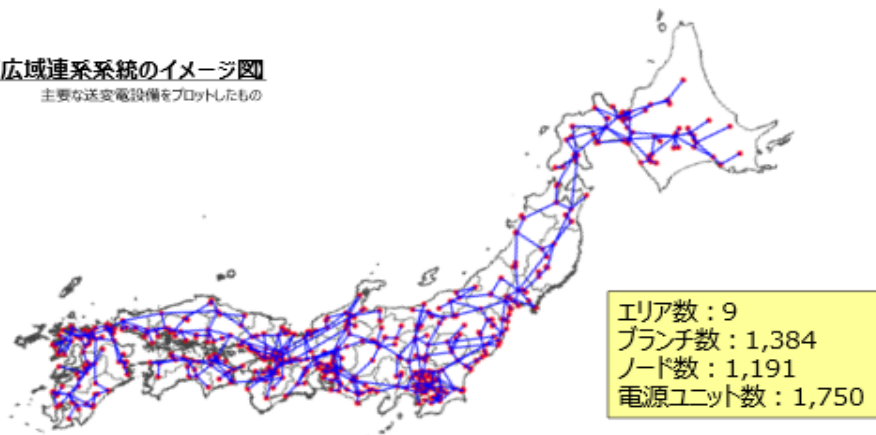
日本全国の需給・系統データについて、2030年頃の将来想定を行って模擬し、同時市場の約定ロジックの実現性・妥当性を検証した。

入力データの整備（全国基幹系統データ）

- 全国基幹系統データについては、2030年頃（2021年度供給計画最終年度）における広域連系系統を模擬し（主要な箇所）、地域間連系線および地内の主要送電線における系統混雑を考慮している。

【広域連系系統のイメージ図】

主要な送電設備をプロットしたもの



※ 連系線（一般送配電事業者たる会員の供給区域間を常時接続する 250kV以上の送電線及び交直変換設備）
地内基幹送電線（最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧）の送電線）
最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧）の母線
最上位電圧から2階級を連系する変圧器（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは対象外）

需要及び再エネ出力量については、2030年頃の想定需要・導入見込量に基づき、2019年実績の需要カーブと出力カーブを補正して模擬した。

調整力として使用可能な電源（火力・揚水発電）のデータについては、同じく2030年頃の想定設備量を踏まえ、本検証用に新たにデータを作成し※、シミュレーションに用いた。

※ 電源情報は企業秘密であり、燃料特性や起動費等の特定を防ぐため。

➤ 基本ロジックの検証

技術検証会では、以上の「広域連系システムモデル」において、電力中央研究所が構築した基本的な SCUC・SCED ロジック（基本ロジック）が示す挙動についての検証・評価を行った。

結果として、目標精度（MIP ギャップ 0.1～0.3%）は未達であったものの、現状のロジックにおいても、年間を通じ、実行可能解を現実的な時間内に得られることは確認できた。

また、全体の需給バランス及び電源構成についても、年間を通じて妥当な結果が得られた。

多断面検証の結果評価（2 / 2）

■ 続いて、全体の需給バランス（電源ラインナップや出力配分量）についても確認を行い、現状のロジックにおいても、年間通じて、運用上妥当な結果が得られることは確認できた。

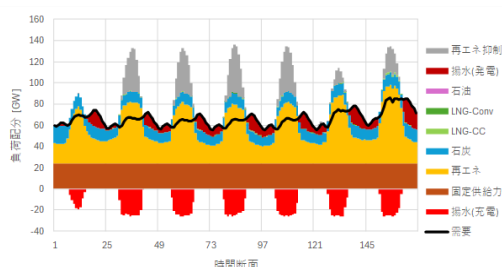
➤ 電源の出力配分量は概ね想定したメリットオーダーの通りとなっていた

（固定供給力（原子力・地熱等）＞再エネ（PV・風力・水力・バイオ等）＞石炭＞MACC＞ACC/CC＞LNGコンベ> 石油）

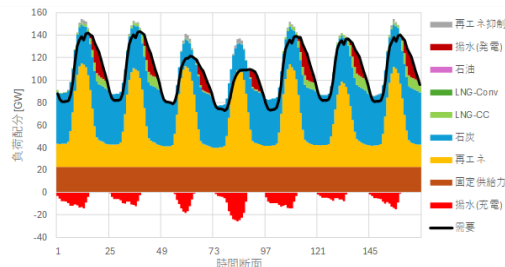
➤ 揚水は経済運用を行い、PV出力を吸収し、需要ピークで発電

➤ PV出力増等で生じる余剰電力（軽負荷時）および系統混雑に対し、調整電源・再エネ等の出力を制御することによって解消を実現

【軽負荷期・5月1-7日】



【重負荷期・8月1-7日】



➤ その他の検証

基本ロジック以外にも、同時市場を導入する上での課題について各種の検証を実施している。以下はその例である。

詳細は、技術検証に関する中間取りまとめ（第 12 回本検討会（2024 年 9 月 25 日）参考資料 1）及び第二次中間取りまとめ（第 18 回本検討会（2025 年 7 月 29 日）資料 4）を参照されたい。

• 買い入札を考慮した SCUC・SCED ロジック

市場約定処理を行うためには、固定需要でなく、価格弾力性のある需要の入札を考慮した SCUC・SCED を行う必要がある。

この点について、米国のロジックを参考に、新たにロジックを構築して検証を行った。広域連系系統モデルで、価格弾力性のある買い入札を地点単位で取り扱う場合には、計算の収束性に課題があること、需要曲線の簡略化により一定程度の誤差で収束性を改善可能であること等を確認した。

• 週間運用を可能にする SCUC・SCED ロジック

週間単位の SCUC・SCED を行うことについては、計算の長時間化等の課題が考えられるため、最適性をできる限り損なわずに計算を簡略化する方法を検討し、計算時間の短縮と週間運用目的の達成を一定程度満たすことが可能であることを確認した。

• 前日同時市場後の SCUC・SCED ロジック

時間前市場においては、前日市場以降の需要・再エネ変動に対応し、短時間で計算処理を行う必要がある。この点についても検証を行い、需要変動等に対応した電源起動・出力配分を行い、前日市場よりも収束性が高い基本ロジックを構築した。

6.2 入札義務・情報提供義務の詳細

前記 3.2.2.2 のとおり、同時市場の導入後は、発電事業者は、原則として、入札制約（燃料制約等）を除いた発電余力全量の市場入札が求められる。また、需給ひっ迫時の安定的な対応等のため、全電源の情報提供を求められることとなる。これらの義務のより具体的な内容、対象事業者等について、詳細を検討する必要がある。

6.3 市場約定結果と電源態勢の関係

前記 3.3.2 のとおり、同時市場による電源約定と市場価格算定における小売入札需要と送配電想定需要の取扱いについて、現在は二つの案が提示されてい

る。今後は、小売・送配電想定需要の制度の調査・分析等を踏まえ、両案のいずれを採用するか、又は他の方法とするかについて、時間前市場の制度設計も併せて整理を行う必要がある。

6.4 アップリフト

市場価格から回収できない発電コストの個別補償（アップリフト）について、補償の対象や負担の配分方法について、詳細検討が必要である。

6.5 BG 計画の記載内容・提出方法

同時市場では、電源単位での売り入札及び約定が行われるため、発電事業者は、インバランス算定の基礎となる BG 計画とは別に、電源（又は発電所）単位での発電計画を作成し、同時市場に提供する必要があると考えられる。

この点については、入札及び約定結果を簡易に BG 計画に引用する仕組み等の導入が提案されており、その仕組みを含め、発電計画の詳細内容及び提出方法等についての検討が必要と考えられる。

6.6 揚水発電・DER の取扱い

本検討会では、大規模揚水・蓄電池の運用方法について、現在の運用方法や運用実態を整理し、同時市場において、同時市場に運用を委ねる方法や自己計画電源として運用する方法等がありうることを前提に、電力（kWh）価格についての期待収益の考え方等について検討を行った²⁸。

我が国では揚水発電が多く、蓄電池も今後増加が想定されることから、引き続き、技術面の検討も含め、同時市場における取扱いの検討が必要と考えられる。

さらに、揚水発電については、現在は、随意契約による調整力の調達が行われており、そのような調達方法は、同時市場導入後も引き続き可能と考えられる。その場合に、随意契約調達分について、市場に供出した場合の取扱いや、市場に供出しない場合の市場で調達される調整力必要量の考え方について検討が必要と考えられる。

DER（Distributed Energy Resources：分散型エネルギー源）については、将来の電力市場においては DER の増加が想定されることから、入札やアグリゲーションの方法・規律等、DER の各種規律等の議論を行っていくことが重要であり、本検討会においては、以下のとおり、小規模（分散型）リソースに関する「DER・DR 共通論点」と、「DR 個別論点」に分けて論点整理が行われた²⁹。

²⁸ 第 15 回本検討会（2025 年 4 月 22 日）資料 6-2 参照

²⁹ 第 16 回本検討会（2025 年 5 月 20 日）資料 4 参照

これらの論点について、引き続き、各リソースの特性に応じた入札・価格算定方法等の検討を進めていくことが重要と考えられる。

DRの取引形態		項目	論点	
市場向けDR (Explicit DR)	kWh取引 ΔkW取引	入札情報	【論点①-1】 DRのkWh市場への入札情報は何が必要か 【論点①-2】 DRのΔkW市場への入札情報は何が必要か 【論点①-3】 kWh市場かΔkW市場か入札指定可能な仕組みとするか	DER・DR 共通論点
		価格規律	【論点②】 DRにプライスベースでの入札を認めるか	
		入札の扱い	【論点③】 下げDR・上げDRの買い入札・売り入札の扱い	DR 個別論点
		その他	【論点④】 同時市場におけるベースラインをどのように設定するか 【論点⑤】 同時市場においてアグリゲーションをどのように扱うか	DER・DR 共通論点
市場外DR (Implicit DR)	インバランス調整 (同時同量達成)	把握の 必要性	【論点⑥】 TSOから把握できないDRをどのように扱うか	DR 個別論点

6.7 取引規律・監視

卸電力取引所や需給調整市場は、一定の価格規律、市場支配力の行使に関する規律や監視の下で市場取引が行われている。

同時市場においても、現行制度と同様、同時市場における取引について、こうした規律や監視が必要となると考えられる。具体的には、入札時に起動費等の価格をどのように設定するかなどについて、一定の整理が必要と思われる。また、監視機関が行う監視の在り方や、同時市場又はその関係機関が行う市場モニタリング等の監視の在り方についても、詳細を検討する必要がある。

7 今後の検討の進め方

同時市場は、電力と調整力を同時に取引する市場として、現在の卸電力取引所と需給調整市場を代替する市場となる。また、同時市場は、入札電源の価格情報や運転制約に基づき、需給バランスや系統の送電容量等も考慮した上で、各電源の起動停止計画・出力配分を行い、約定処理を行う点に特色がある。

このような同時市場を導入するためには、今後、主に以下の検討及び準備作業を行うことが必要となると考えられる。

① 市場制度の詳細設計

同時市場の開設準備や、同時市場の機能を具備したシステムを開発する前提として、市場制度の詳細設計を行う必要がある。このため、電力の市場取引等に関する事業者の業務や運用実態を必要に応じ調査・把握し、本検討会が取りまとめた制度設計を前提として、同時市場の仕組みを具体化することが必要である。その際、本取りまとめにおいて残されている若干の論点についても、検討及び具体化を行う。

同時市場の導入可能性を高める観点からは、海外で使用されている約定処理システムや最適化ソフトウェアの機能の調査を行い、それらを参考として制度の詳細設計を行うことも有意義と思われる。

ただし、前記 6.1 のとおり、海外で実施されている制度やシステムをそのまま導入するわけではなく、本検討会が提案する同時市場の仕組みに合致した詳細設計や技術開発が求められる点に留意が必要である。

② 同時市場システムの開発

同時市場の導入のためには、入札受付、約定処理、価格算定、精算等の各機能を有するシステムを開発する必要がある。

その中でも、同時市場が電源の運転制約や系統制約を考慮した約定処理を行うことを踏まえると、約定処理機能の開発が特に重要であり、難易度も高いと考えられる。また、約定処理機能については、同時市場の導入後も継続的な改修が必要となることが想定される。

このため、システムの拡張性や柔軟性等の観点も踏まえ、約定処理機能と他の市場機能の開発プロセスを分けることも検討する。

加えて、システム開発には高度な専門性を要するため、設計・開発業務の前提となる業務設計や要求定義の段階から専門家の知見を活用することも重要と考えられる。

③ 運営主体の決定・市場開設準備

同時市場の導入のためには、同時市場の運営主体を決定し、体制構築、規程・マニュアル類の整備、制度の周知等、市場開設準備作業を行うことも必

要である。

また、運営主体側の市場開設準備だけではなく、市場参加者側においても、新たな市場に対応するための体制構築や業務設計、システム開発等が必要となることに鑑み、海外における導入事例を必要に応じ参考としながら、各種検討、情報公開、周知等の準備作業を行う。

送配電等業務指針や容量市場リクワイアメント等関連規程の一部改定も必要と考えられるため、適切なタイミングで実施する。

以上の導入準備について、システム開発の各段階をマイルストーンとし、各作業を実施していくこととした場合の作業工程は図 30 のとおりである。

このうち、第 1・第 2 フェーズは、引き続き資源エネルギー庁と広域機関を事務局として検討を行うが、特に第 2 フェーズにおいては、想定される市場運営主体又はシステム開発主体の参画を得ながら検討を行うことが考えられる。

また、第 1 フェーズ以降の検討は、企業秘密等の取扱いが必要となることも考えられるため、有識者や事業者で構成される非公開の会議体で詳細検討を行い、重要論点の議論や進捗状況の報告を公開の検討会で行うことが考えられる。

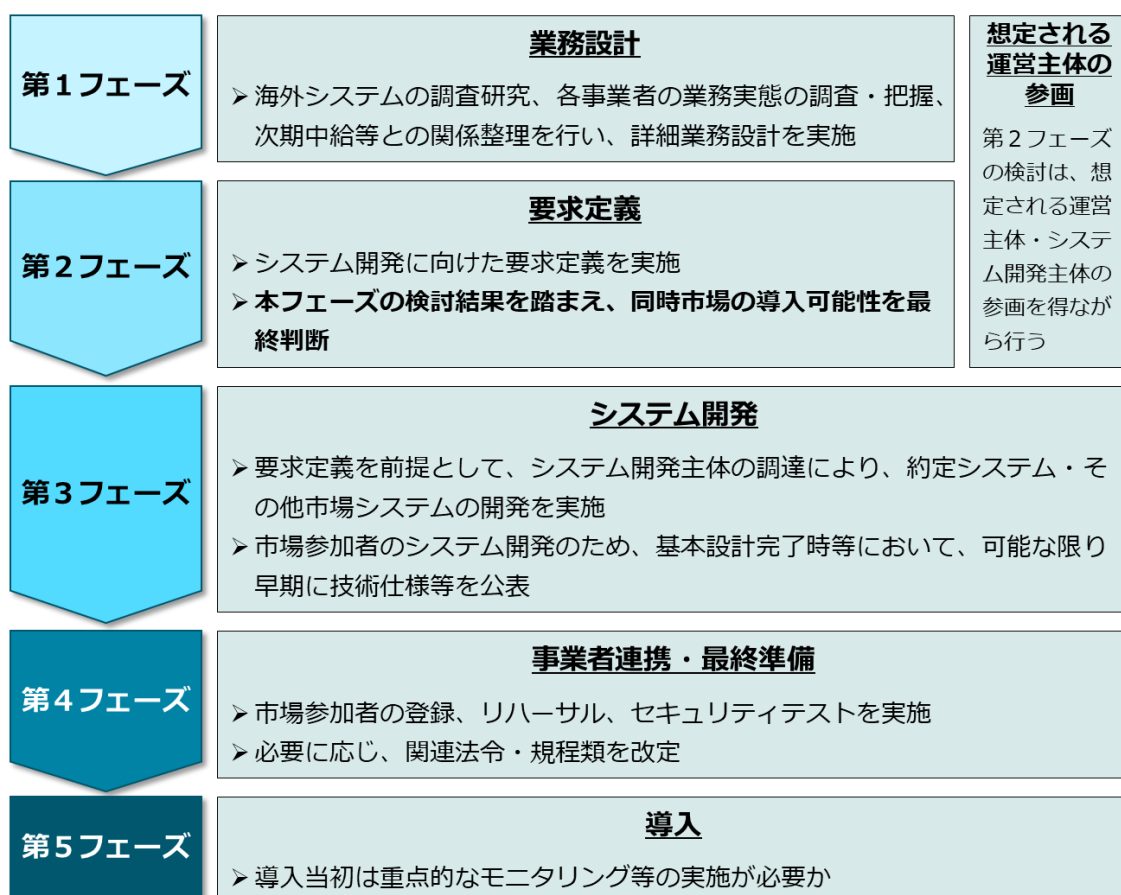


図 30 同時市場導入のロードマップ

同時市場の導入については、これまで、本検討会だけでなく、基本政策小委における電力システム改革の検証等においても議論が行われてきた。

現時点では、本中間取りまとめで提示した同時市場導入の意義や制度設計の方針、主要な仕組みに関し、大きな異論はみられていない。その一方で、同時市場の導入は、多くの電気事業者の実務に影響を与えうるものであることから、慎重な検証を要することや、実現可能性の有無が主たる課題として指摘されている。

以上を踏まえ、本検討会取りまとめ後の今後の検討の進め方としては、まず、上記のとおり、本取りまとめで示された方針の下、実務的な観点を踏まえた同時市場の詳細設計と、同時市場の導入に必要な市場システムの開発に向けた要求定義を実施することとしたい。

そして、それらの作業を通じ、我が国において同時市場が実現可能であると判断された場合には、同時市場の導入を最終決定することとしたい。

委員等名簿

(委員)

秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー
五十川 大也	大阪公立大学 経済学研究科 准教授
市村 拓斗	森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士
◎ 金本 良嗣	政策研究大学院大学 客員教授
河辺 賢一	東京工業大学 工学院 電気電子系 准教授
小宮山 涼一	東京大学大学院 工学系研究科 教授
松村 敏弘	東京大学 社会科学研究所 教授
横山 明彦	東京大学 名誉教授

(オブザーバー・事務局)

市村 健	エナジープールジャパン株式会社 代表取締役社長兼 CEO
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会 事務局長
高木 宏彰	関西電力株式会社 執行役員 エネルギー・環境企画室長
永田 真幸	電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 首席研究員
西浦 寛	一般社団法人日本風力発電協会 政策部会 副部会長
野澤 遼	株式会社 enechain 代表取締役
東谷 知幸	株式会社 JERA 企画統括部 経営環境部 上席推進役
福元 直行	一般社団法人電力需給調整力取引所 代表理事 事務局長
増川 武昭	一般社団法人太陽光発電協会 事務局長
山本 竜太郎	一般社団法人送配電網協議会 専務理事・事務局長
渡邊 崇範	東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
大山 力	電力広域的運営推進機関 理事長
小柳 聡志	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 電力産業・市場室長
筑紫 正宏	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長
長窪 芳史	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 制度企画調整官 (～9/22)

(五十音順・敬称略・◎は座長)

開催実績

第 13 回（2025 年 2 月 19 日）

- （１） 本検討会における今後の検討について
- （２） 電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について
- （３） 市場価格算定方法（検証 B）における検証の進め方について

第 14 回（2025 年 3 月 24 日）

- （１） 同時市場の制度に関する論点について
- （２） 電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について
- （３） 市場価格算定方法（検証 B）に関する進捗報告について
- （４） 安定供給の観点から自己計画電源入札が制限される場合の考え方について
- （５） 同時市場における相対契約の会計上の論点について

第 15 回（2025 年 4 月 22 日）

- （１） 同時市場の制度に関する論点について②（入札・電源運用）
- （２） 電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について
- （３） 市場価格算定方法（検証 B）に関する進捗報告について
- （４） 同時市場における特殊なリソースの取扱いについて①

第 16 回（2025 年 5 月 20 日）

- （１） 市場価格算定方法（検証 B）に関する進捗報告について
- （２） 同時市場における特殊なリソースの取扱いについて②
- （３） 同時市場の制度に関する論点について③（入札・電源運用、約定）

第 17 回（2025 年 6 月 25 日）

- （１） 同時市場の制度に関する論点について④（約定、価格算定・精算等）
- （２） 電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について
- （３） 市場価格算定方法（検証 B）に関する進捗報告について（約定電源と約定価格の相互関係性②）

第 18 回（2025 年 7 月 29 日）

- （１） 同時市場の制度に関する論点について⑤（市場制度）
- （２） 電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の第二次中間取りまとめについて

- (3) 同時市場における市場価格算定方法（検証 B）の第二次中間取りまとめについて

第 19 回（2025 年 8 月 28 日）

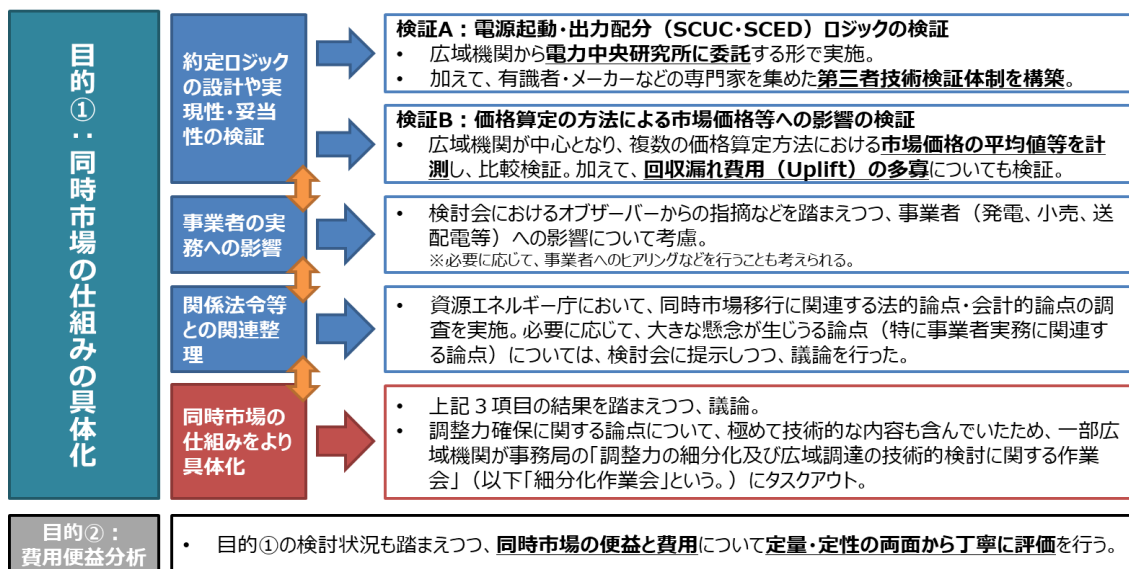
- (1) 同時市場の制度に関する論点について⑥（取りまとめ方針等）

第 20 回（2025 年 9 月 22 日）

- (1) 本検討会の第二次中間取りまとめ（案）について

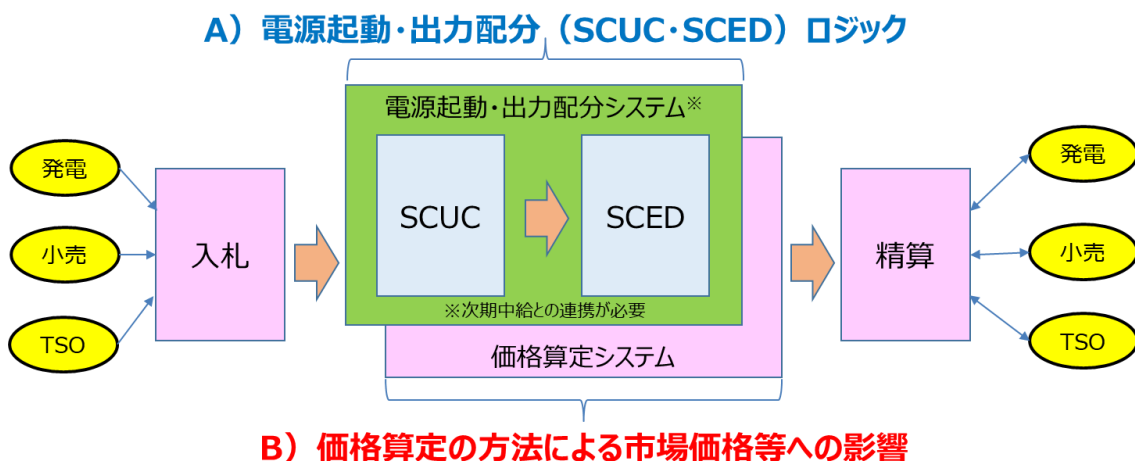
付録 1 本検討会の検討方法

本検討会の検討の全体像は下図のとおりである。一部の事項については調査委託や他の作業会等へのタスクアウトを行い、総合的に検討を行った。



同時市場の機能としては、入札、約定（電源起動・出力配分、価格算定）、精算の仕組みが必要であり、同時市場を導入するためには、市場全体の核となる約定ロジック等の検証を行う必要がある。これを踏まえ、検証Aとして電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証を、検証Bとして価格算定の方法による市場価格等への影響の検証を行った。

検証Aについては、高度な計算処理やその評価を行うことが必要と想定されたことから、参考6のとおり、本検討会における議論の前提として、第三者検証体制による検証・議論を行った。



付録2 略語の正式名称と用語の定義

本書における略語の正式名称や用語の定義については、下表のとおりである。

略語・用語	正式名称・定義
BG	balancing group (Balancing Group) のこと。計画値同時同量制度の下におけるインバランスの算定単位をいう。発電・小売・需要抑制それぞれが組成するものとされており、一般的には、当該事業者群において発電量や需要量の予測などが行われている。発電者によるbalancing groupをbalancing group (balancing group) (balancing group)、小売電気事業者等によるbalancing groupをbalancing group (balancing group) (balancing group) という。
DER	distributed energy resources (Distributed Energy Resources) のこと。主として需要地近辺に設置される小規模な電源等をいう。本検討会では、変動性再生可能エネルギー電源、蓄電池、DR等を想定。
DR	demand response (Demand Response) のこと。
EDC	economic load dispatching control (Economic Load Dispatching Control) のこと。比較的長時間の負荷変動（十数分から数時間程度の周期）に対応するため、中央給電指令所が需要予測に合わせ先行的に発電出力を制御する。 (参照) 第19回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会(2020年9月29日) 資料 2-2
GC	gate close (Gate Close) のこと。現行制度においては電力の実需給の1時間前に設定。
GF	governor-free (Governor-Free) のこと。発電機の回転速度(周波数)を一定に保つよう、同期発電機の調速機(ガバナ)が系統周波数の変化に追従して発電出力を増減することをいう。LFCでは追従できないような数秒から数分程度の周期の負荷変動や需給ミスマッチに対応するために、発電機の調速機により発電出力を調整するもの。 (参照) 第19回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会(2020年9月29日) 資料 2-2
JEPX	一般社団法人日本卸電力取引所のこと。
LFC	load frequency control (Load Frequency Control) のこと。系統周波数を一定に保つよう、中央給電指令所において、周波数及び連系線潮流の偏差に基づいて、偏差を解消する発電出力を計算し制御することをいう。需要予測が困難な数分から十数分程度の周期の負荷変動や需給ミスマッチへ対応するため、中央給電指令所で変動量を計算し、これに追従する

略語・用語	正式名称・定義
	よう発電出力を制御する。 (参照) 第 19 回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会 (2020 年 9 月 29 日) 資料 2-2
SCED	系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、増分費用が最も経済的となるように負荷配分を決定すること。Security Constrained Economic Dispatch の略。より詳細な解説は前記「参考」参照。
SCUC	系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、増分費用が最も経済的となるように起動停止計画を行うこと。Security Constrained Unit Commitment の略。より詳細な解説は前記「参考」参照。
Three-Part Offer	米国の PJM や NYISO、ERCOT 等において、導入されている入札手法のこと。売り入札時に①起動費、②最低出力費用（無負荷費用の場合もある。）、③増分費用カーブの 3 つの情報を登録する。
TSO	一般送配電事業者（TSO は Transmission System Operator の略。なお、電気事業法（昭和三十九年法律第七十号）上は一般送配電事業者の英訳は General Electricity Transmission and Distribution Utility であるが、検討会では一般的な略称である TSO を用いる。）
本検討会	同時市場の在り方等に関する検討会
広域機関	電力広域的運営推進機関
細分化作業会	調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会
作業部会	あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会
シャドウプライス	最適化問題において、需要（供給）が微少に 1 単位増えた時の目的関数の増加量をいい、本文記載の電力市場価格の算定の場合には、需給均衡点における限界費用と結果的に一致する。
増分費用カーブ	発電機の出力を 1kW 増加させるときにかかる追加費用をいう。勉強会や作業部会においては、スリーパート情報について、起動費、最低出力費用、限界費用カーブの 3 つの価格情報で構成されると説明していた。しかし、「限界費用」という用語は、日本の現行制度における「スポット市場における限界費用に基づく価格での余剰電力の全量供出」など、様々な文脈で使用されることがあり、多義的である。このため、本検討会では、諸外国において、Incremental Energy Offer や Incremental Energy Cost Curve と呼ばれていることも踏まえ、「増分費用カーブ」という呼称とした。

略語・用語	正式名称・定義
同時市場	売り入札の方法として Three-Part Offer （米国の PJM や NYISO 、 ERCOT 等において、導入されている入札手法のこと。売入札を行う者は、入札時に①起動費、②最低出力費用（無負荷費用を入札させる場合もある。）、③増分費用カーブ、の3つの情報を登録する。）を採り、 kWh と ΔkW を同時に約定させる、すなわち、供給力、調整力に関わらず全ての電力を同時に約定させる仕組みの市場のこと（作業部会取りまとめ）。さらに、本検討会においては、上記市場にかかる実需給の1週間程度前からゲートクローズまでの一連の仕組み全体を指して「同時市場」と呼ぶ。
勉強会	卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会
電源運用・入札に関する用語	
自己計画電源 (Self-scheduled resources)	電源等（ DR 等のリソースを含む。）の起動及び出力容量下限までの出力を電源等の保有主体が決定する電源等のこと。
市場計画電源 (Pool-scheduled resources)	電源等（ DR 等のリソースを含む。）の起動及び出力容量下限までの出力を同時市場の約定結果に委ねる電源等のこと。
出力容量下限 (Economic Min.)	自己計画電源や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源において、最低限出力させる容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意。
出力容量上限 (Economic Max.)	自己計画電源や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源において、最大限出力が可能な容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意。
絶対出力容量 (Must Run)	自己計画電源における出力容量下限のこと。自己計画電源は確実に起動され、出力容量下限までは確実に出力されることになるため、 Must Run の訳語として、「絶対出力容量」という別称を定義した。
出力配分可能領域 (Dispatchable Range)	自己計画電源や市場計画電源における出力容量下限と出力容量上限の間の領域のこと。同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。

略語・用語	正式名称・定義
固定出力 (Block Loading (Block Loaded))	自己計画電源や市場計画電源において、出力容量下限と出力容量上限を一致させる入札方法又は状態をいう。当該電源は一定の値での出力を行うことになり、出力配分可能領域が存在しない。
市場計画可能領域	同時市場の約定結果に起動・停止や出力配分を委ねる領域全体の総称。具体的には、自己計画電源における出力配分可能領域全体と市場計画電源全体（起動・停止も出力配分も市場で確定）を指す。