

需給調整市場の運用等について

第10回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年6月27日（金）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

1. 6月中旬までの需給調整市場の動き

2. B種電源協議について

3. B種電源協議におけるFIP電源併設蓄電池・DR等の取扱いについて

4. 蓄電池の調整力kWh価格の考え方について

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～6月10日）

前日取引の概況（4月は確報値、5～6月は速報値）

- 5月の平均約定単価について、**東京エリア（3.12円）**は、他エリアと比較して高くなっている。また、**北海道エリア**は、前月と比較して**平均約定単価が低下**している。
- 最高約定単価はエリアによって価格のばらつきがあるが、**中部・関西エリアで200円**、**九州エリアでは197円**、**東北・東京エリアでは195円**となっていた。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ΔkW・30分)	4月	2.91	0.86	1.89	0.67	0.43	0.57	0.44	0.38	1.03
	5月	0.48	1.39	3.12	0.90	0.64	0.53	0.43	0.36	1.19
	6月※2	0.36	1.21	1.55	0.63	0.35	0.62	0.49	0.36	0.85
最高約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	79.91	195.00	97.00	200.00	4.02	200.00	33.25	7.19	60.00
	5月	7.59	195.00	195.00	200.00	75.00	200.00	39.87	78.83	197.00
	6月※2	47.11	195.00	97.00	5.17	0.36	75.00	3.92	3.49	5.70
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	0.33	0.33	0.33	0.33	0.35	0.33	0.33	0.33	0.33
	5月	0.32	0.33	0.33	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	6月※2	0.31	0.33	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.34	0.35
想定費用※3 (億円)	4月	1.06	1.30	4.83	0.49	0.03	1.04	0.17	0.25	1.03
	5月	0.09	2.26	9.71	1.60	0.12	0.98	0.32	0.28	3.63
	6月※2	0.06	0.60	1.45	0.24	0.02	0.25	0.08	0.06	0.64
約定量 (ΔMW)	4月	36,311	150,814	256,045	72,906	6,056	184,701	39,807	65,276	100,619
	5月	18,254	162,720	311,599	176,700	18,283	184,224	74,192	76,443	306,377
	6月※2	17,132	49,597	93,452	37,457	5,078	40,665	16,832	16,444	75,102

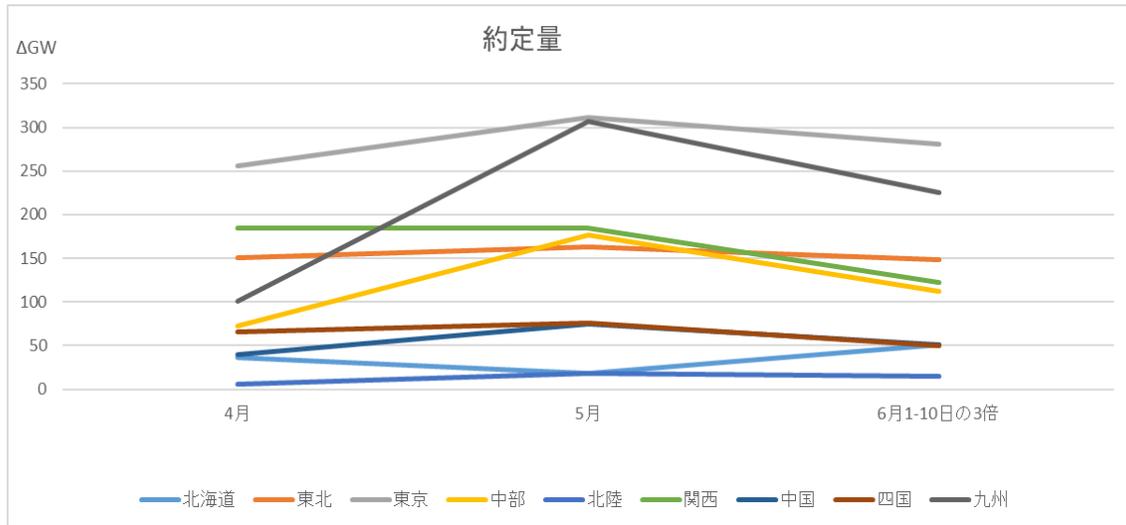
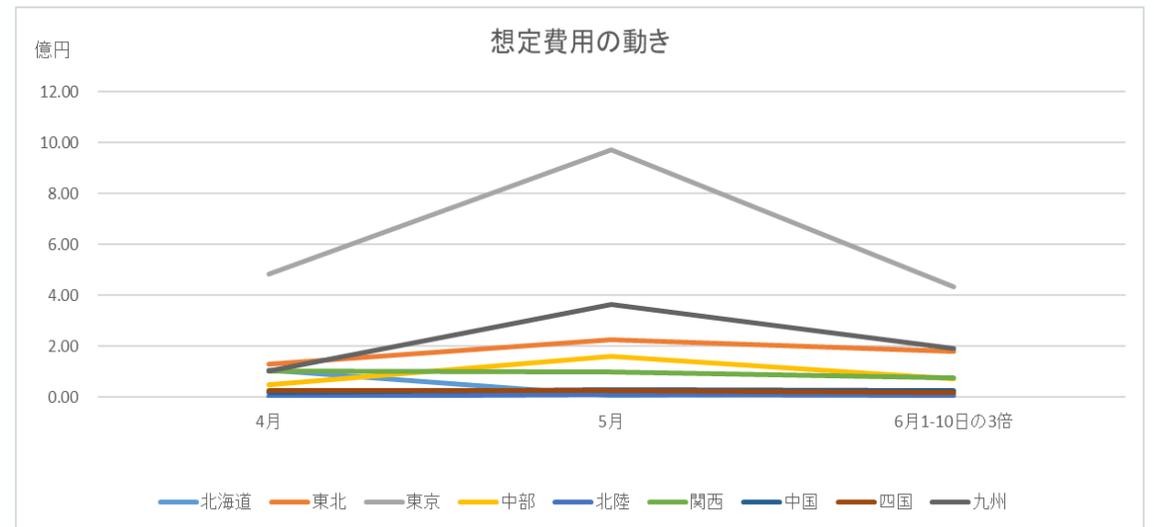
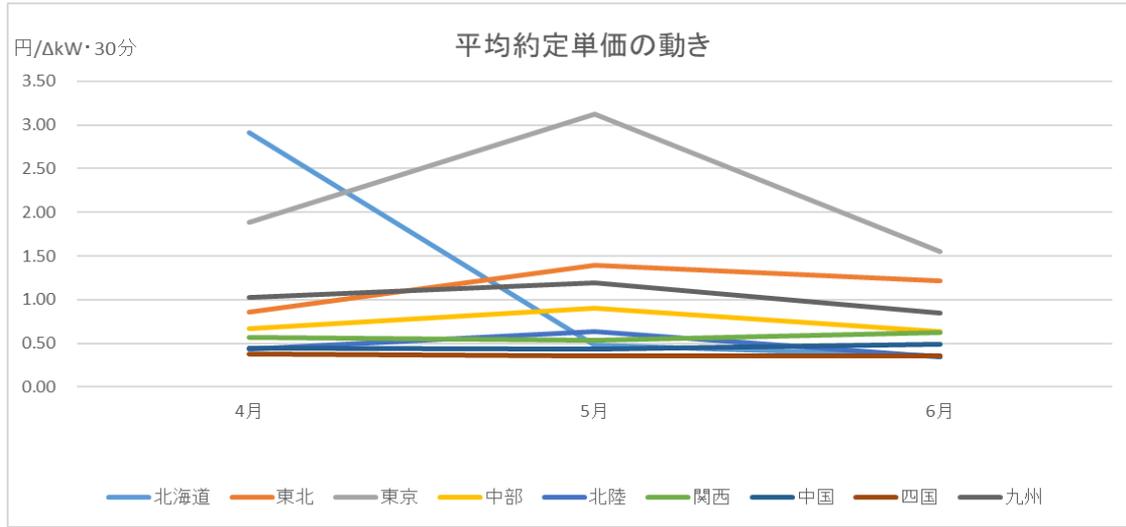
(※1) 平均約定単価は、「想定費用/約定量合計」で算出。

(※2) 6月は6月1日～10日までのデータを使用。

(※3) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

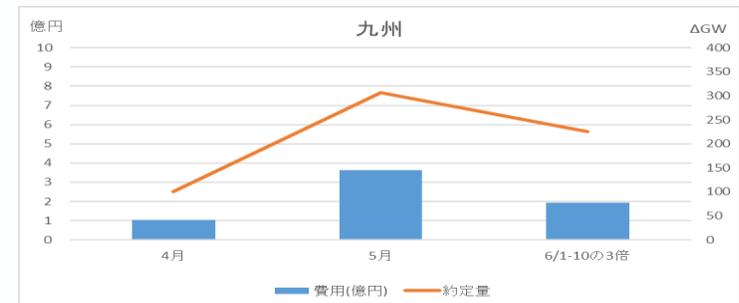
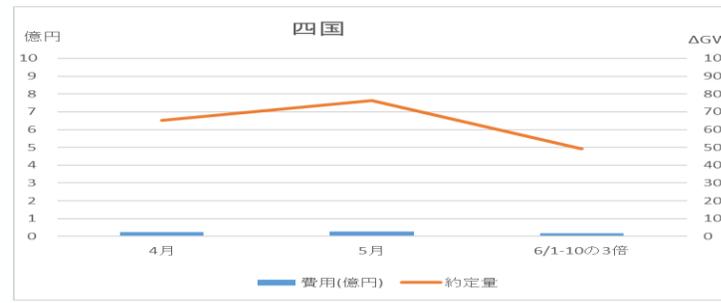
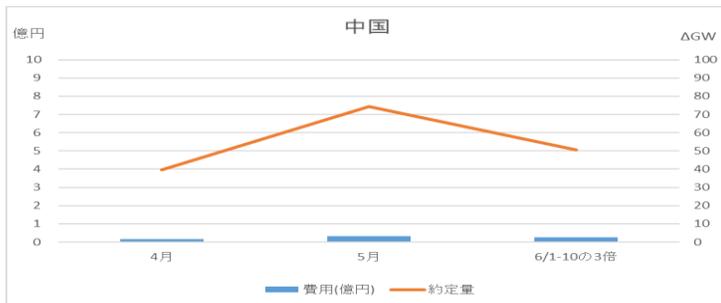
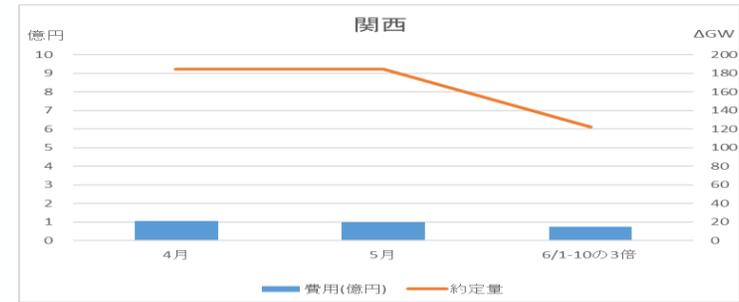
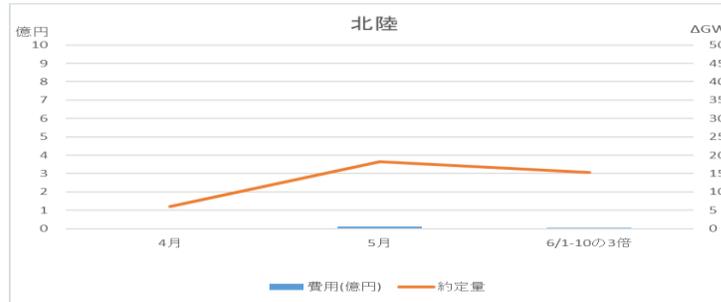
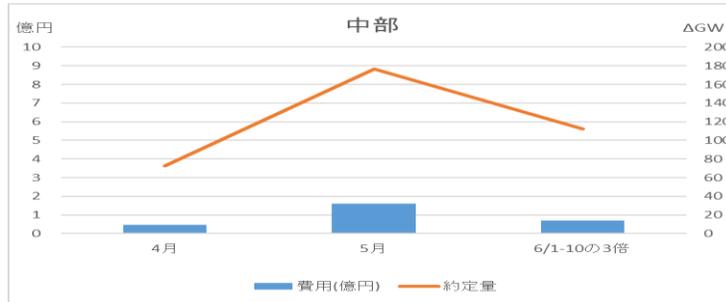
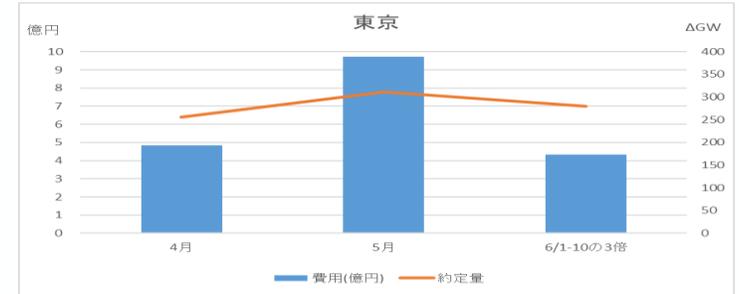
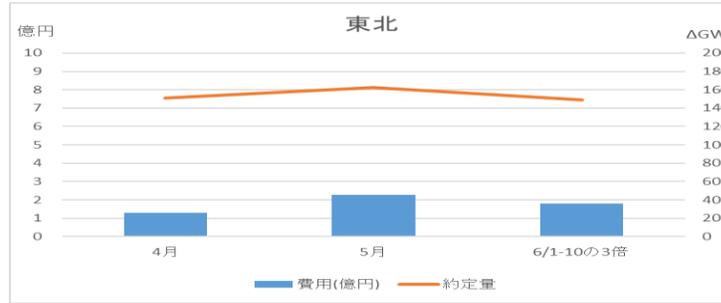
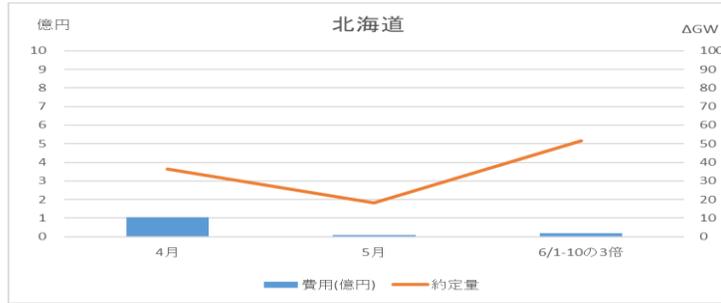
EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 三次②の平均約定単価、想定費用、約定量の動向



(※) 想定費用、約定量について、6月は6月1日～10日までのデータを3倍して比較。

(参考) 三次②のエリア別の想定費用、約定量の動向



(※) 6月は6月1日～10日までのデータを3倍して比較。

週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～6月10日）

週間取引の概況（4月は確報値、5～6月は速報値）

- 5月の平均約定単価は、北海道エリアが6.35円、関西エリアが3.42円、東北エリアが3.16円であったが、その他エリアでは3円以内であった。
- 最高約定単価については、北海道、東北、東京、関西、中国、九州エリアは上限価格となっていた。
- 想定費用については、北海道、東北、東京、関西エリアで25億円を超えている。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ΔkW・30分)	4月	3.50	2.84	2.66	1.82	0.95	2.61	1.24	1.79	1.92
	5月	6.35	3.16	2.62	2.77	1.24	3.42	1.40	1.91	2.27
	6月※2	6.30	3.12	1.80	2.25	1.16	3.36	1.55	1.60	2.41
最高約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	19.51	7.93	19.50	8.23	7.15	10.80	19.51	19.51	19.51
	5月	19.51	19.51	19.51	8.34	6.30	19.51	19.51	17.13	19.51
	6月※2	19.51	16.47	19.51	10.14	6.12	19.51	19.51	16.51	19.51
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	0.35	0.35	0.33	0.35	0.35	0.33	0.35	0.35	0.35
	5月	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	6月※2	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
想定費用※3 (億円)	4月	14.83	25.09	29.63	3.26	2.34	29.57	6.16	4.27	10.72
	5月	25.37	27.26	28.60	4.81	2.28	28.98	6.00	4.77	12.29
	6月※2	8.34	7.28	8.45	1.38	0.73	10.71	2.28	1.43	4.53
約定量 (ΔMW)	4月	70,523	147,324	185,628	29,814	41,118	188,560	82,591	39,666	93,212
	5月	66,559	143,745	181,624	28,904	30,608	141,161	71,638	41,629	90,277
	6月※2	22,052	38,890	78,432	10,241	10,427	53,080	24,452	14,946	31,329

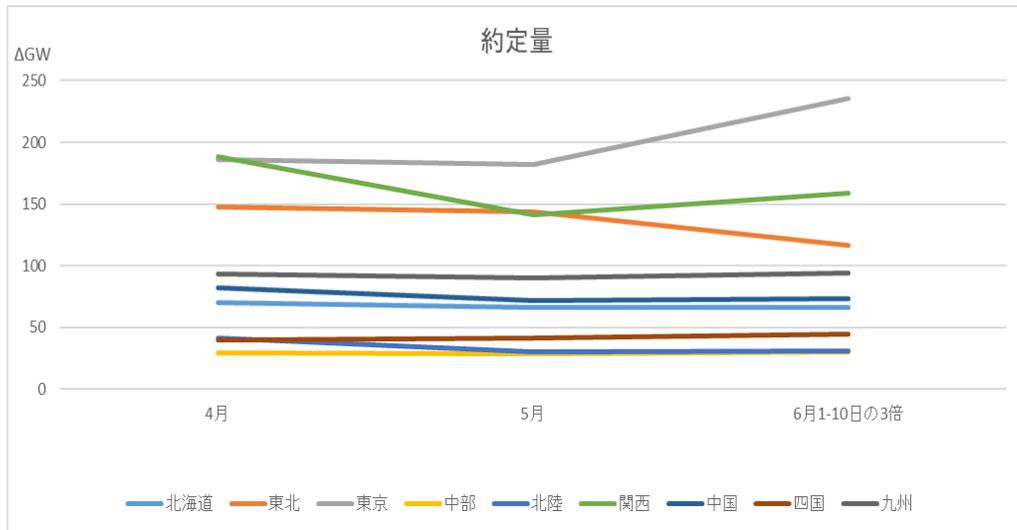
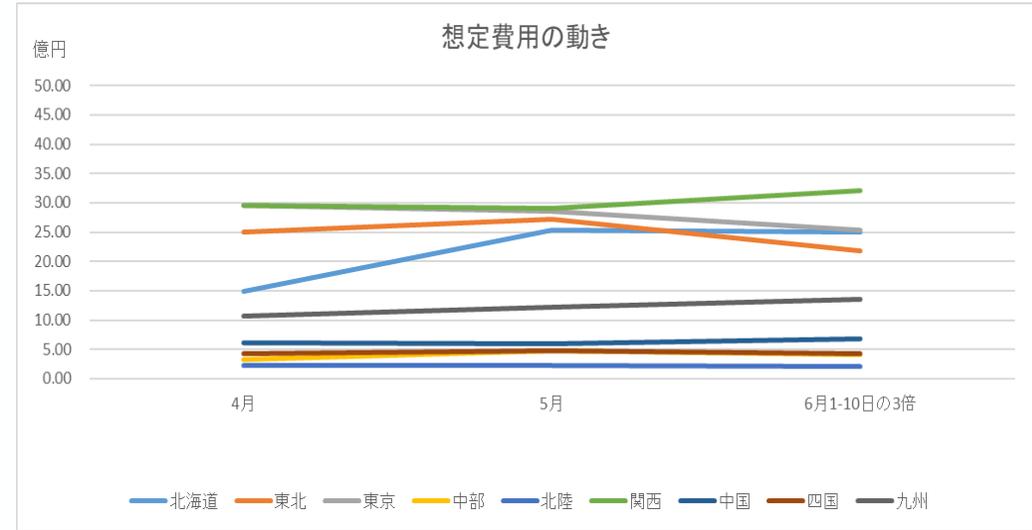
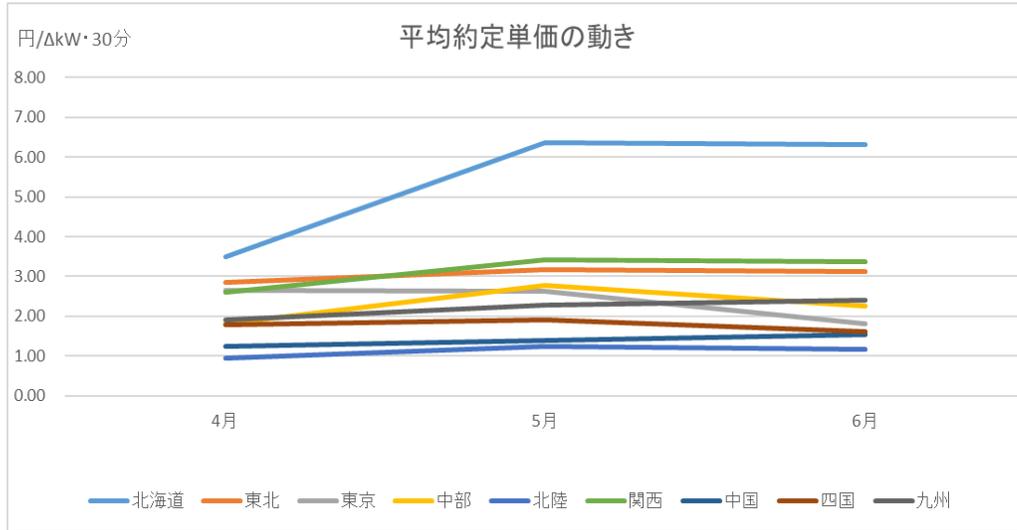
(※1) 平均約定単価は、「想定費用/約定量合計」で算出。週間市場商品は1ブロック3時間＝6コマ（1コマ30分）のため、「約定量合計」は、「表中の約定量×6」で算出。

(※2) 6月は6月1日～10日までのデータを使用。

(※3) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

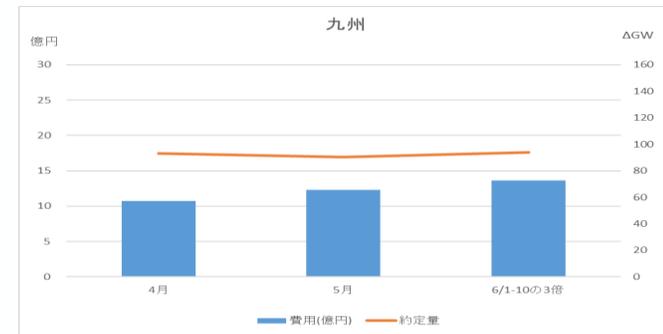
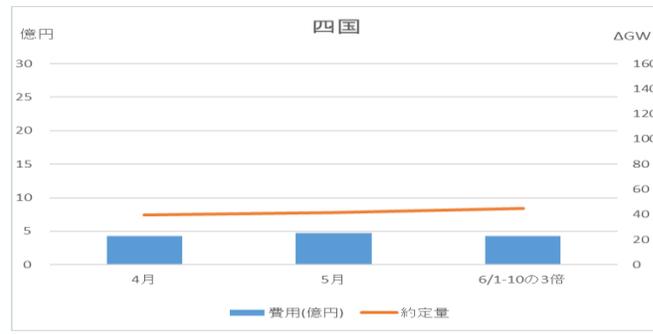
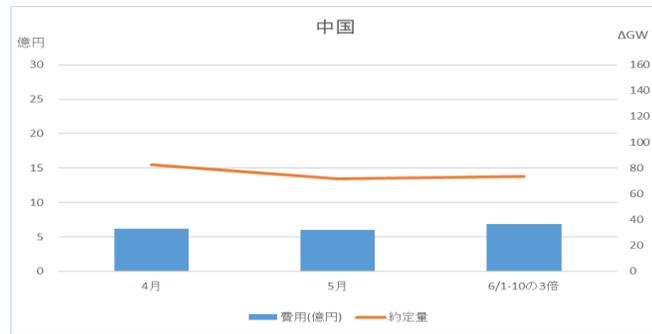
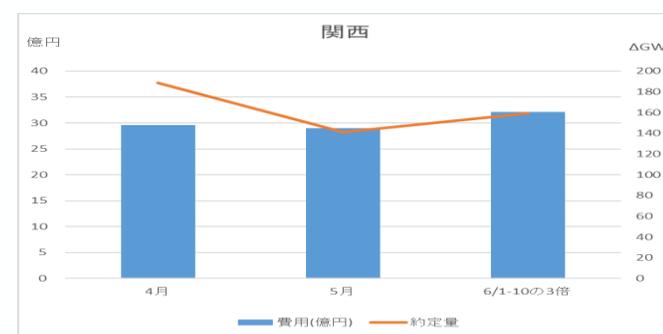
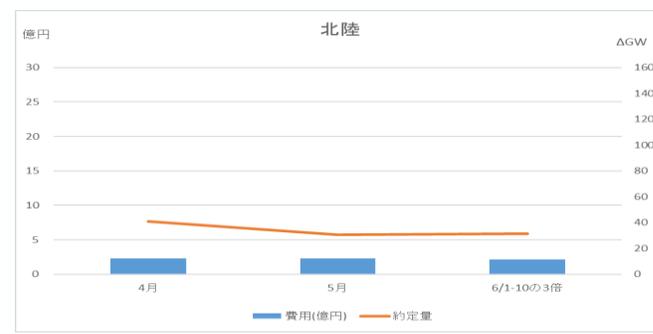
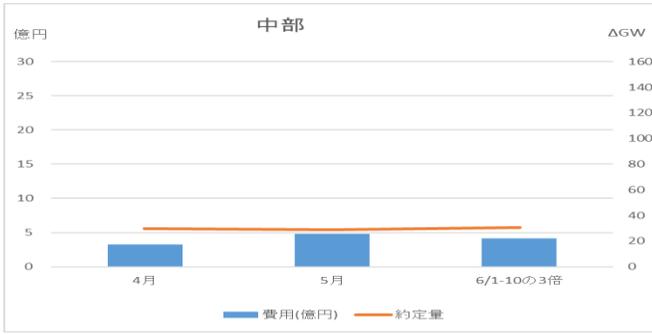
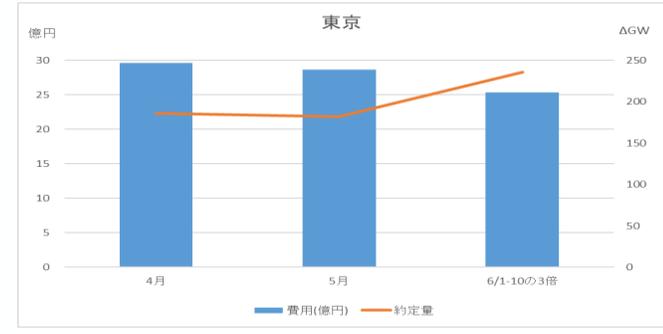
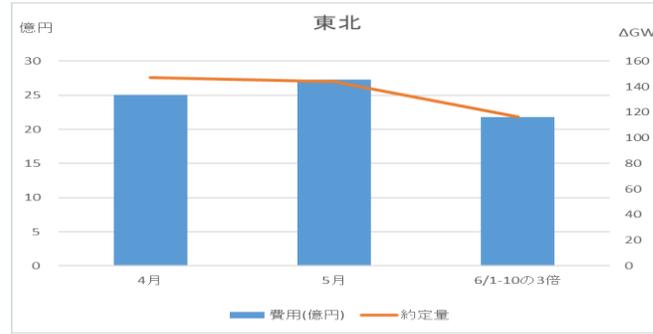
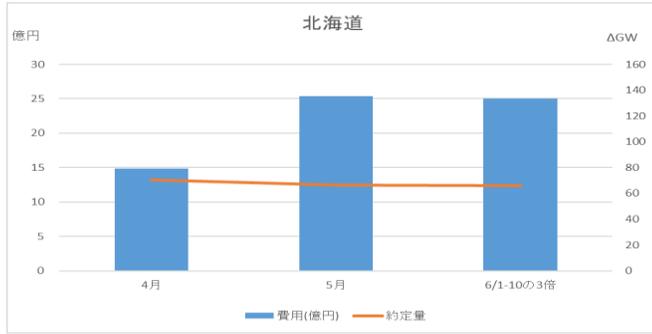
EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 一次～三次①の平均約定単価、想定費用、約定量の動向



(※) 想定費用、約定量について、6月は6月1日～10日までのデータを3倍して比較。

(参考) 一次～三次①のエリア別の想定費用、約定量の動向



(※) 6月は6月1日～10日までのデータを3倍して比較。

各エリアの調達率の動向（4月1日～6月10日）

各エリアの調達率の概況

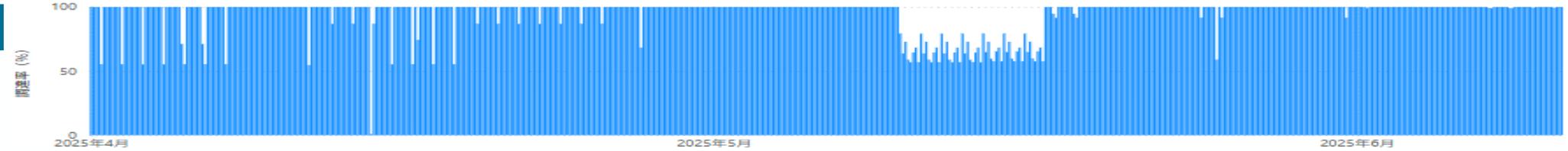
- 2025年4月1日～6月10日の調達率の状況は次頁以降のとおり。
- 一次調整力の調達率は、北海道を除くエリアでは未達が多い状況。
- 引き続き、調達率の状況を注視していく。

北海道エリアの調達率（2025年4月1日～2025年6月10日）

一次調整力



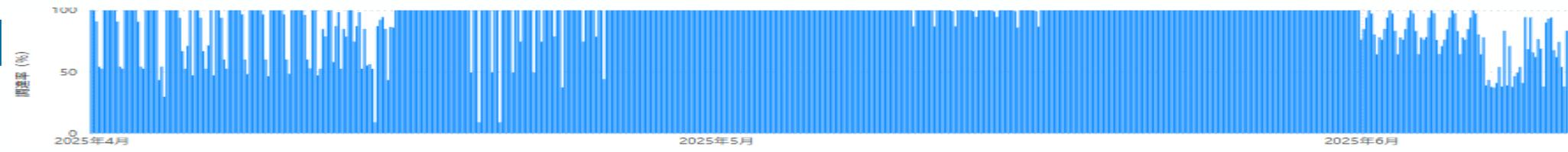
二次調整力①



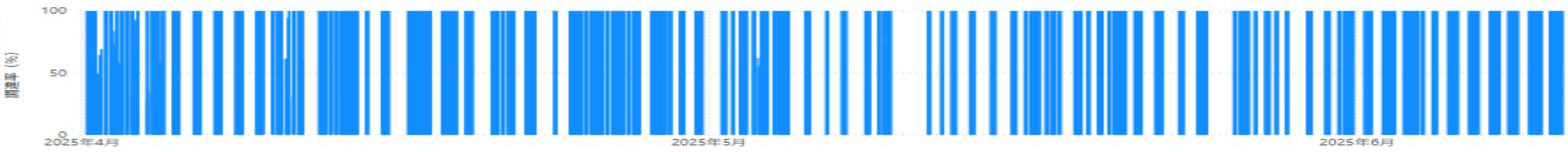
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②



複合商品

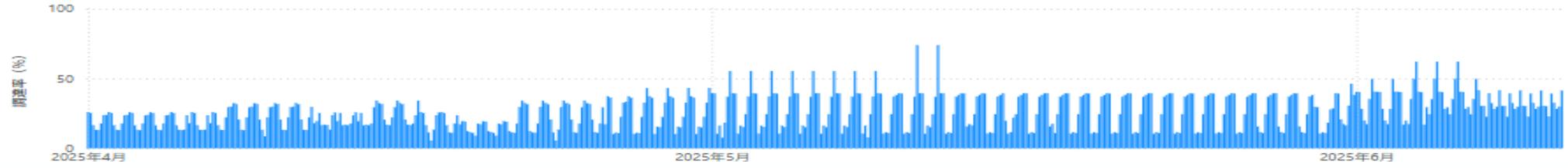


東北エリアの調達率（2025年4月1日～2025年6月10日）

一次調整力



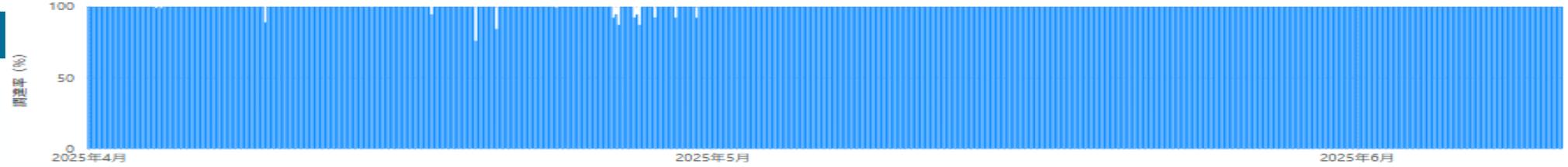
二次調整力①



二次調整力②



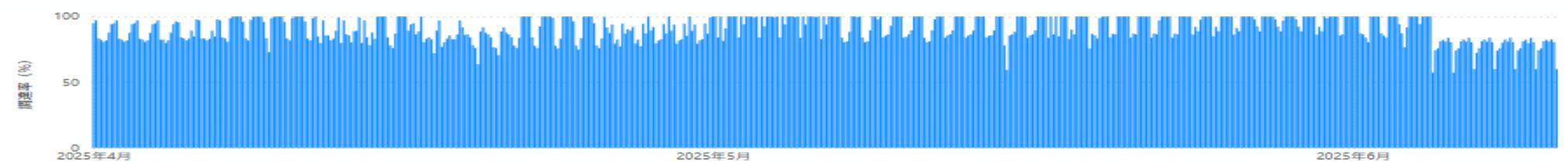
三次調整力①



三次調整力②

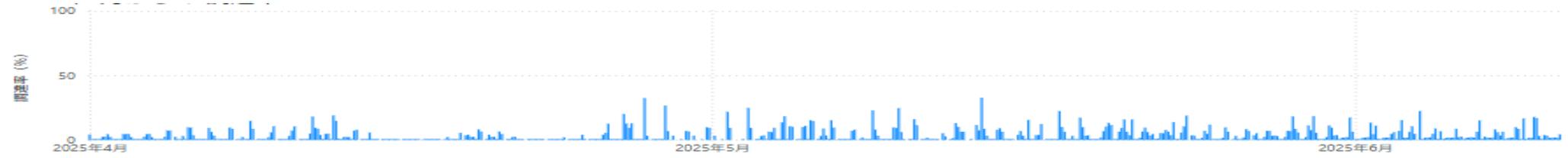


複合商品

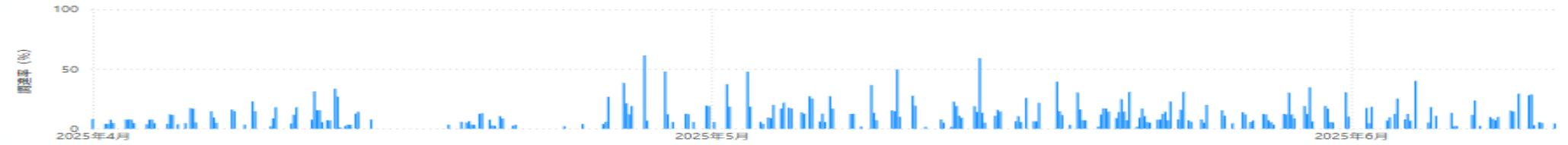


東京エリアの調達率 (2025年4月1日~2025年6月10日)

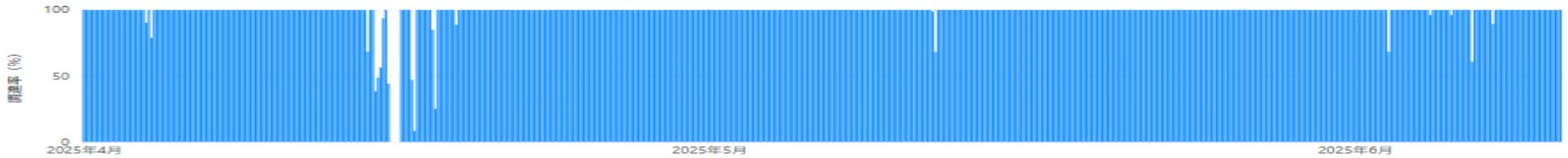
一次調整力



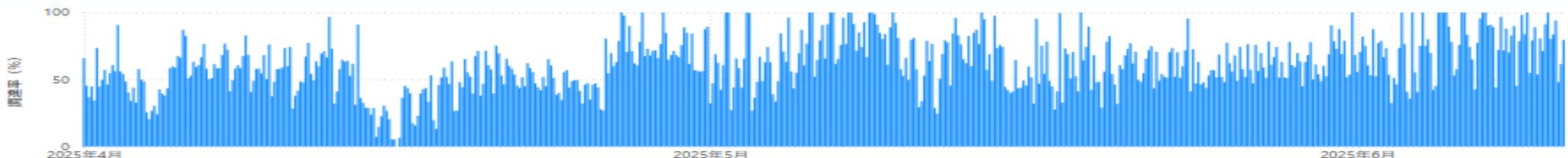
二次調整力①



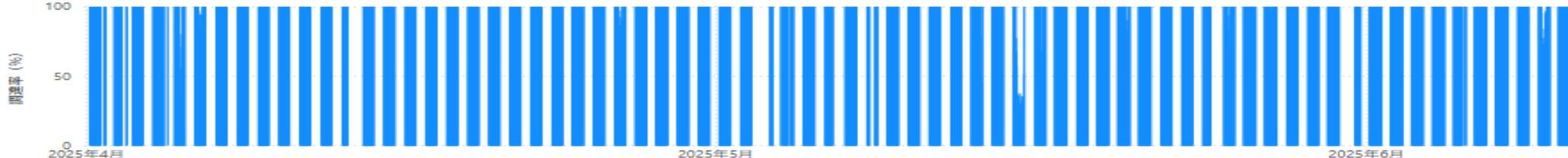
二次調整力②



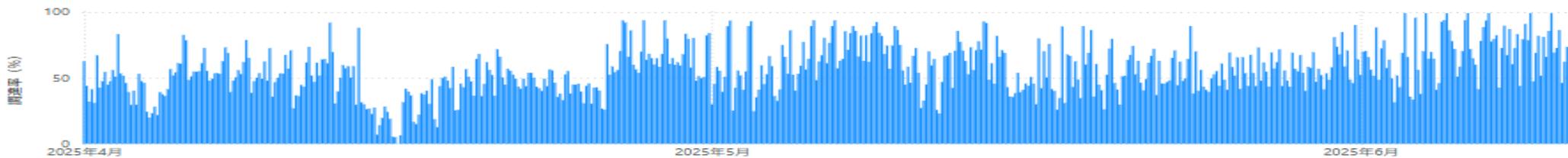
三次調整力①



三次調整力②

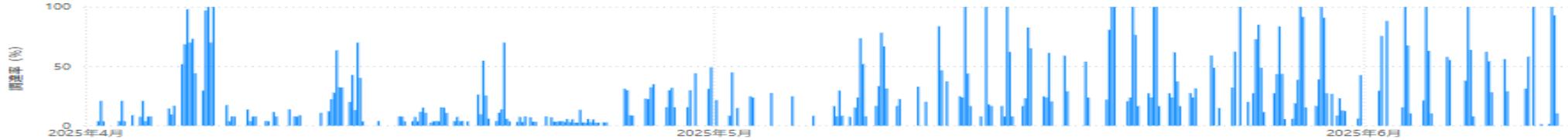


複合商品

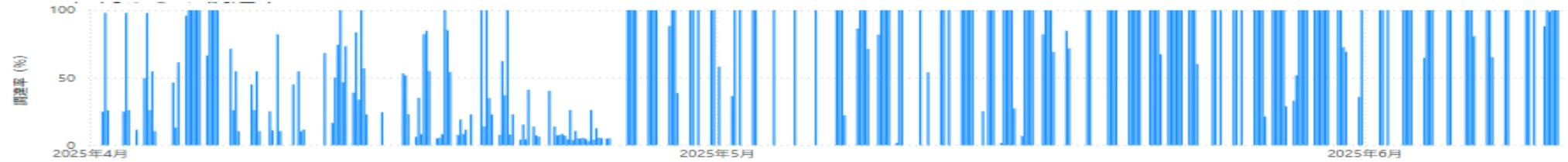


中部エリアの調達率 (2025年4月1日~2025年6月10日)

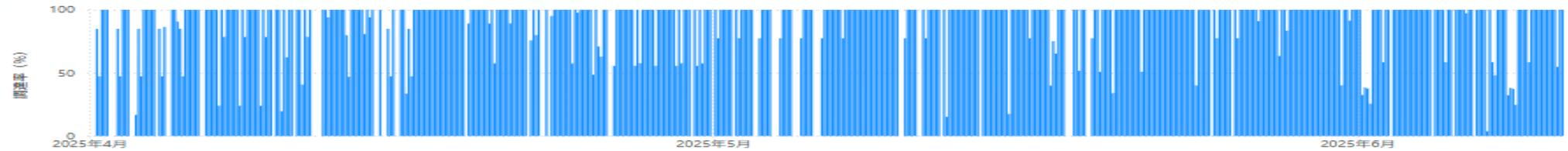
一次調整力



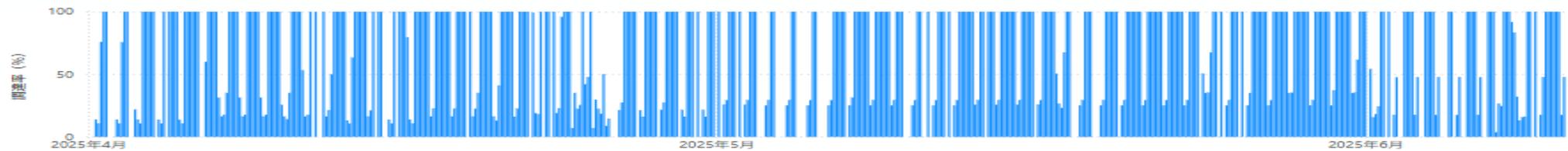
二次調整力①



二次調整力②



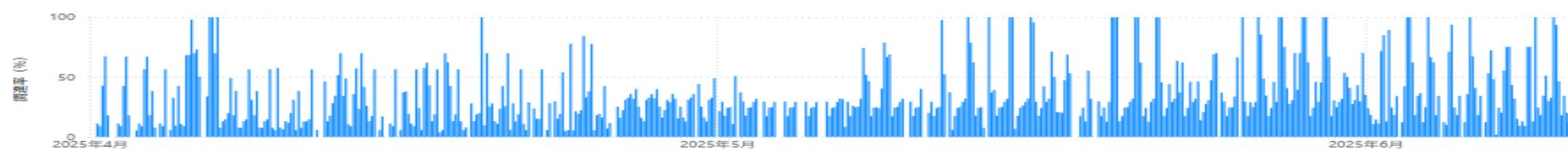
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

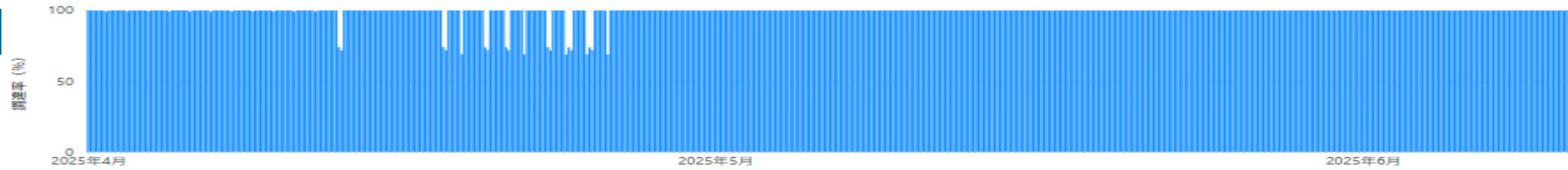


北陸エリアの調達率 (2025年4月1日~2025年6月10日)

一次調整力



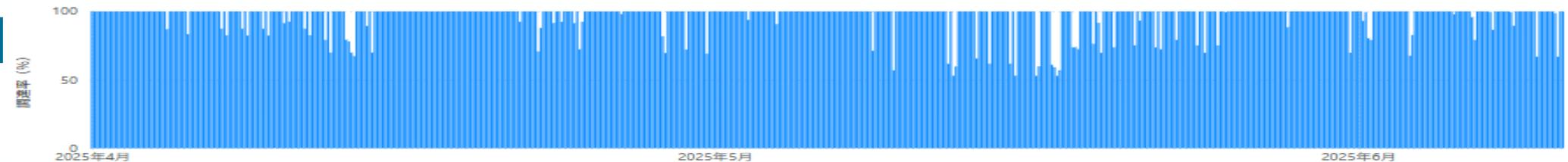
二次調整力①



二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②



複合商品



関西エリアの調達率（2025年4月1日～2025年6月10日）

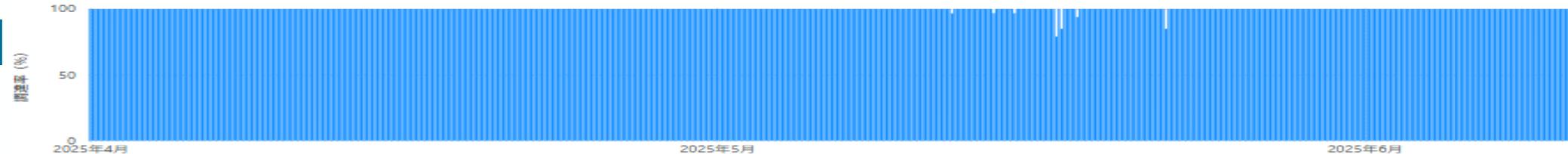
一次調整力



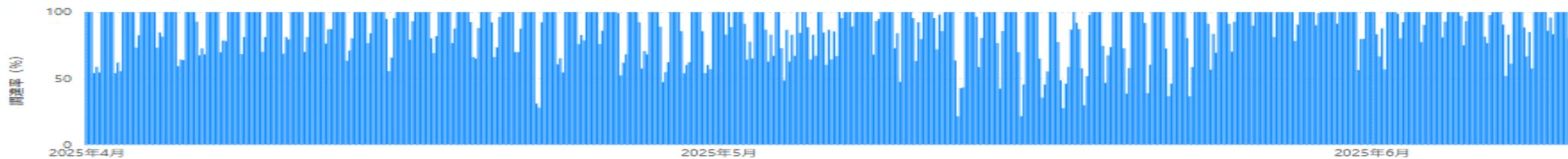
二次調整力①



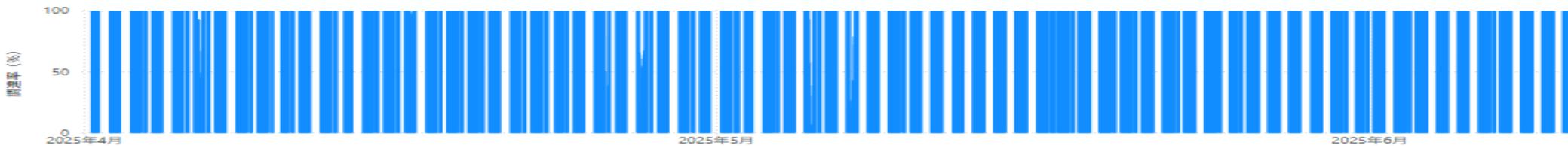
二次調整力②



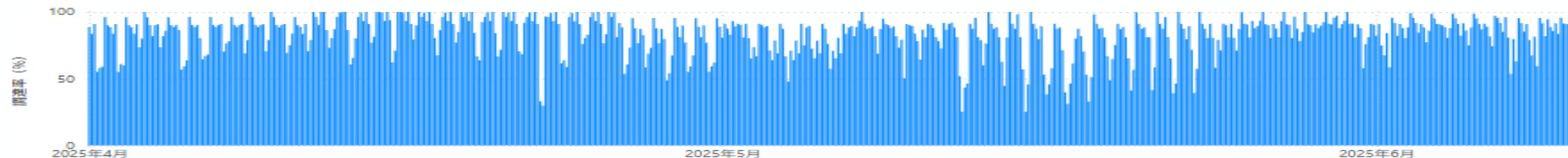
三次調整力①



三次調整力②

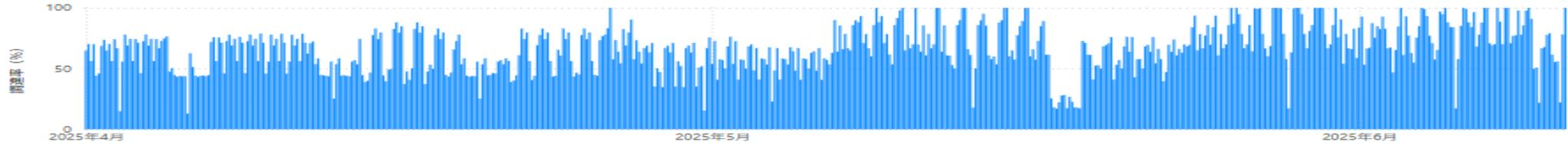


複合商品

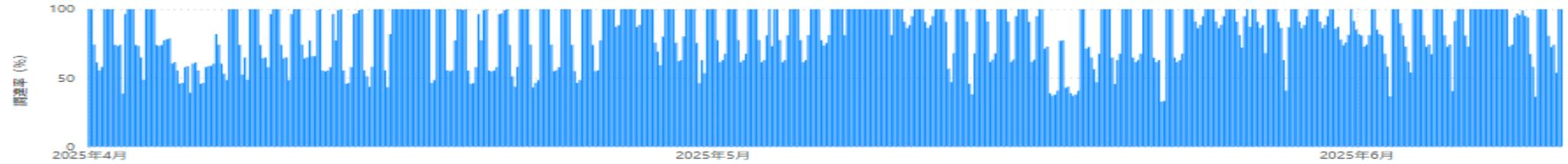


中国エリアの調達率（2025年4月1日～2025年6月10日）

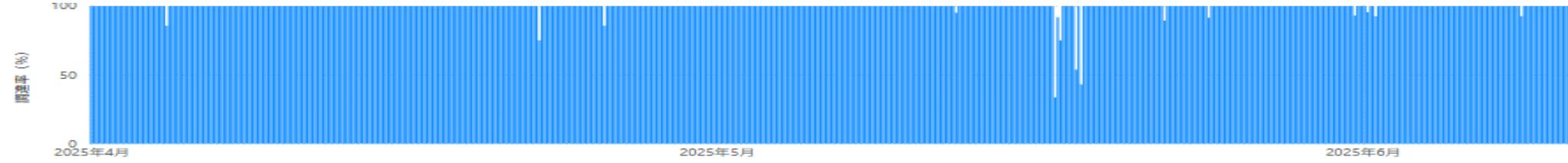
一次調整力



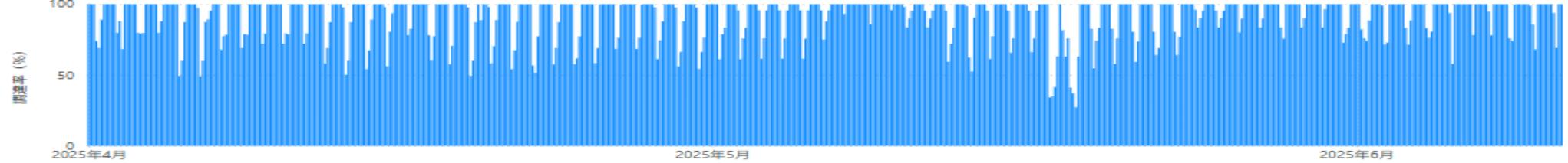
二次調整力①



二次調整力②



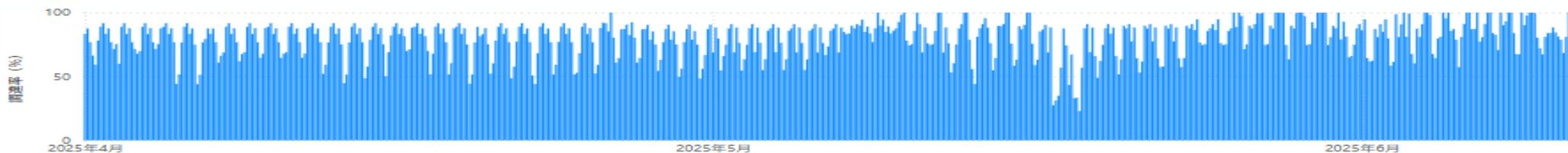
三次調整力①



三次調整力②

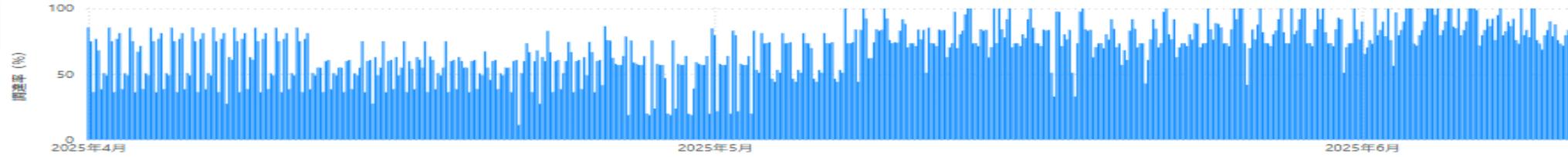


複合商品



四国エリアの調達率（2025年4月1日～2025年6月10日）

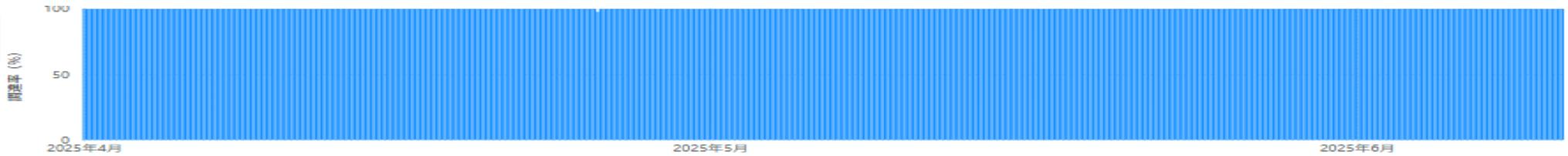
一次調整力



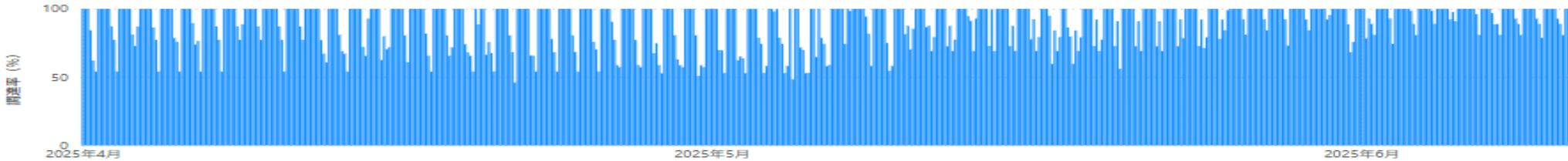
二次調整力①



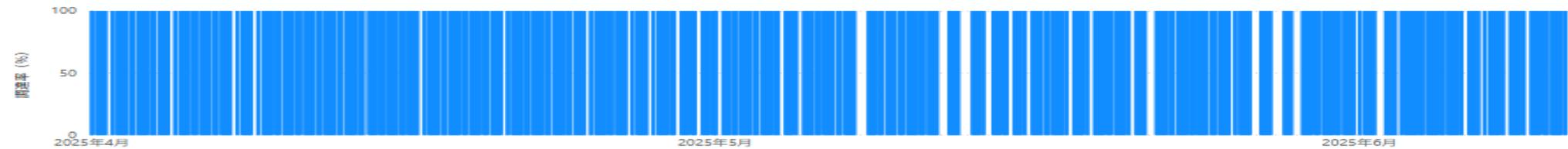
二次調整力②



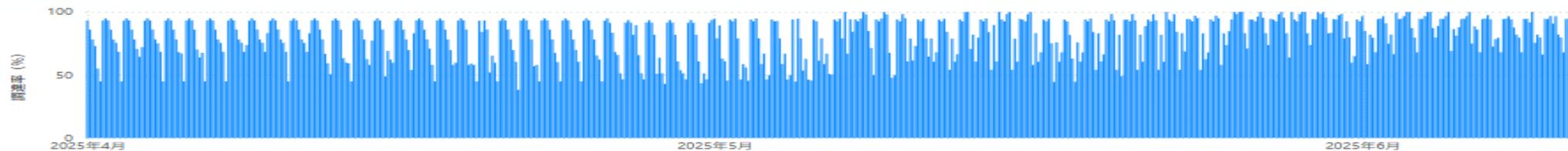
三次調整力①



三次調整力②

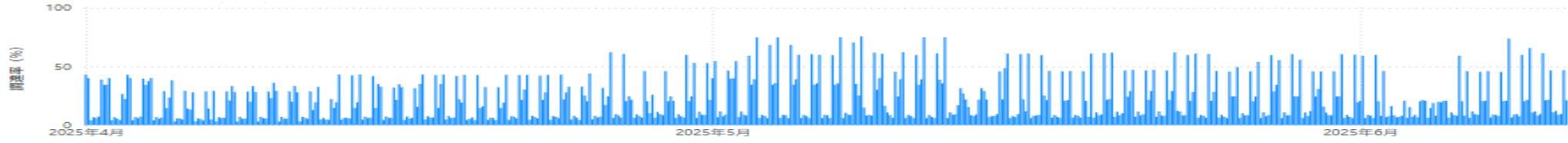


複合商品

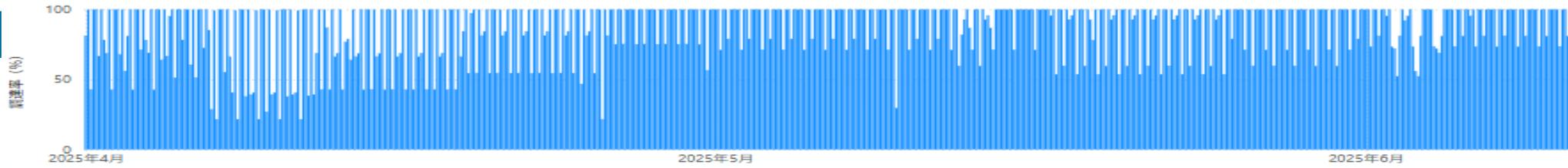


九州エリアの調達率（2025年4月1日～2025年6月10日）

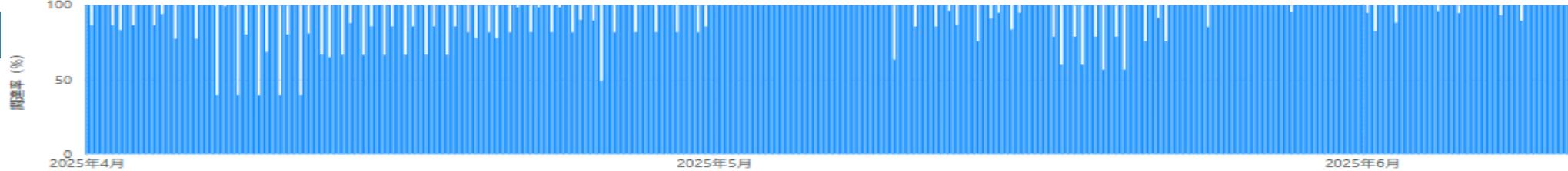
一次調整力



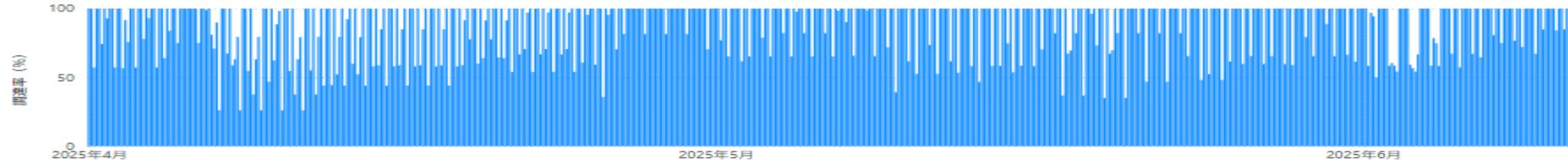
二次調整力①



二次調整力②



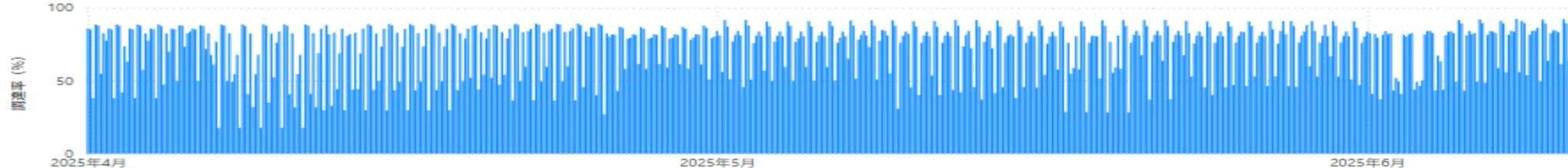
三次調整力①



三次調整力②

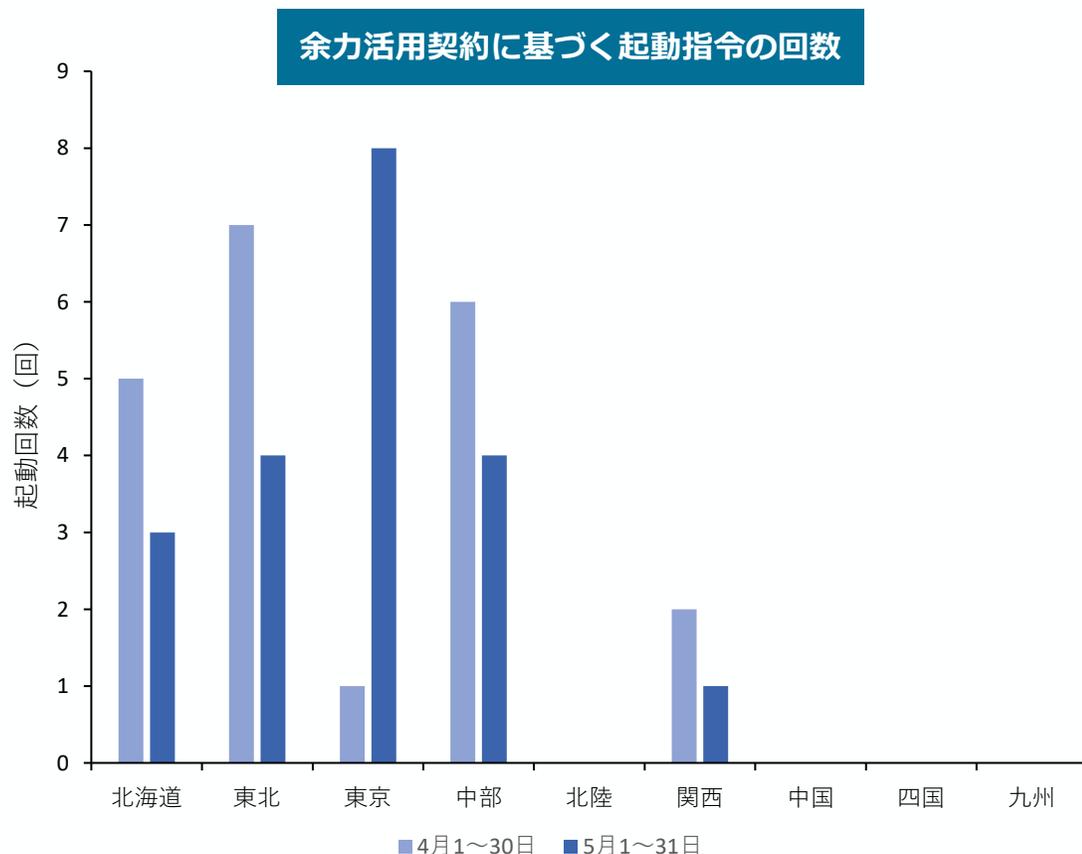


複合商品



(参考) 余力活用契約に基づく起動指令について (2025年4月1日～5月31日)

- 2025年5月における余力活用契約に基づく起動指令の回数について確認した。
- 引き続き動向を注視していく。



(※) 上グラフの対象は、BG計画上市停止していた電源（GC以降に調整可能な電源を除く）の追加起動としている。

起動費と最低出力費用（概算値を含む）（速報値）

	北海道	東北	東京	中部	北陸
4月	2.2億円	3.7億円	0.4億円	1.3億円	—
5月	0.9億円	10.3億円	1.7億円	0.04億円	—
	関西	中国	四国	九州	
4月	1.2億円	—	—	—	
5月	0.2億円	—	—	—	

- (※) 上表の費用には、起動済電源の余力を調整力として活用したコスト等は含まれておらず、余力活用電源の運用コスト全体を表しているわけではない点に注意。
 (※) 5月は事業者から報告があった費用（速報値）のみ集計（中部エリアは起動費のみの報告のため、最低出力費用は来月以降の報告で反映予定）。

1. 6月中旬までの需給調整市場の動き

2. B種電源協議について

3. B種電源協議におけるFIP電源併設蓄電池・DR等の取扱いについて

4. 蓄電池の調整力kWh価格の考え方について

B種電源協議について

B種電源協議について

- 需給調整市場ガイドラインでは、 ΔkW 価格（=機会費用（逸失利益）+一定額）の「一定額」部分に計上する金額は、 $0.33\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分}$ （A種電源）または当年度分の固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲（B種電源）とされており、事前措置の対象事業者がB種電源を適用する場合は監視等委員会事務局との事前の協議が必須とされている。
- 前回までの会合に引き続き、B種電源協議の申し入れがあった案件について、監視等委員会事務局にて一定額の算定諸元等の確認を行い、協議が整ったもの（2社・電源4件）について今回御報告する。

B種電源協議の状況（2025年6月25日時点）※

（※）2025年6月25日時点で協議が整った事業者数・件数。以下事業者以外においても協議が整った段階で、次回以降の制度設計・監視専門会合において順次御報告予定。

協議が整った累計事業者数：5社（前回から2社追加）

協議が整った累計案件数：18件（電源13件、蓄電池VPP5件）

→上記のうち、今回は協議が整った2社・4件について御報告。

需給調整市場ガイドライン（2025年3月24日改定）（抜粋）

2. 調整力 ΔkW 市場 （略）

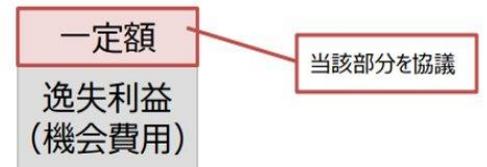
ΔkW 価格 \leq 当該電源等の逸失利益（機会費用）+一定額等

一定額 $=0.33\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分}$ （※1）又は電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額（※2）とし、等は売買手数料とする。

※1 A種電源という

※2 **B種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、当年度分の固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。**なお、当年度分の固定費回収後の一定額は、A種電源とする。

（略）



(参考) 固定費回収のための合理的な額

第90回制度設計専門会合 資料7 (2023年10月)

1-1-②. B種電源の一定額を協議する際の諸元等について

1. 一定額協議の際に考慮する期初固定費の上限値

- 一定額の値を算定する際に考慮する固定費回収の上限額は、「**減価償却費等を含む固定費(※1) - 他市場収益(※2)**」としてはどうか。

(※1) 需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 ΔkW に算入することを認める。

(※2) 経過措置導入時、運転開始10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いこと等を考慮した経緯から、容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たと見なす。

(参考) 経過措置の考え方 (2/2)

2017年11月
第14回制度検討作業部会
事務局提出資料

- 経過措置起算時点については、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から現時点より前に設定することが適当であり、かつ、①東日本大震災前後で電気事業を巡る環境が大きく激変したこと、②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いことなどから、東日本大震災発生時点(2010年度末)としてはどうか。
- 容量市場開設時点の控除率は、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源(旧既設電源)の7割とし、2020年以降、段階的に減少させていくこととしてはどうか。
- 2030年時点では、経過措置起算時点以降2020年までに建設された既設電源(新既設電源)も、全て建設後10年以上が経過することから、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保する観点や、容量市場開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減に寄与することが考えられることを踏まえ、2030年(容量の受け渡し時点)には経過措置を終了させることとしてはどうか。
- 経過措置の更なる技術的な詳細については、本日の議論を踏まえ、必要に応じ、広域機関において検討することとしてはどうか。

需給調整市場ガイドライン(2025年3月24日改定)(抜粋)

2. 調整力 ΔkW 市場 (略)

②「固定費回収のための合理的な額」について
固定費回収のための合理的な額は、以下の考え方にしたがって算定する。

(固定費回収のための合理的な額の考え方)

- 固定費回収の対象期間は適切に期間按分された固定費の当年度分とする。
- 固定費回収の上限額は、**当年度分の減価償却費等を含む固定費(※1)から他市場で得られる収益(※2)を差し引いた額**とする。

※1 需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 ΔkW に算入することを認める。

※2 容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たとみなす。

(略)

B種電源協議の確認結果について

一定額の算定諸元の確認について ①固定費・他市場収益

- B種電源2社4件について、第90回制度設計専門会合（2023年10月）の整理に基づき、一定額の算定諸元（固定費、他市場収益、 Δ kW想定約定量）について確認を行った。

固定費	<p>(共通)</p> <ul style="list-style-type: none">■ 固定費の内訳は、主に人件費、委託費、修繕費、減価償却費等の費目で構成されていた。また、固定費の算定の考え方や諸元等を確認し、適切に期間按分された固定費が計上されていること、事業報酬が含まれていないことを確認した。
他市場収益	<ul style="list-style-type: none">■ A社：他市場収益は見込んでいない。 (理由) 中期的な事業継続は見通せないことから、4年前の容量市場には応札しておらず、また、卸電力市場価格よりも限界費用が高く、卸電力市場での収益も想定できないため。■ B社：他市場収益の内訳は、容量収入、調整力kWh収益であり、それぞれ以下の考え方で算定されていることを確認した。また、需給調整市場への応札に関わらず他市場で発生するマイナス収益(損失)は固定費に足し戻していないことを確認した。<ul style="list-style-type: none">➢ 容量市場収入は、経過措置考慮前の収入で算定。➢ 調整力kWh収益は、発電電力量に対する調整力kWh収益の過去実績比率を用いて、当事業年度の想定発電電力量を乗じて算定。

B種電源協議の確認結果について

一定額の算定諸元の確認について ②想定約定量等

- B種電源2社4件について、第90回制度設計専門会合（2023年10月）の整理に基づき、一定額の算定諸元（固定費、他市場収益、 Δ kW想定約定量、所有する他電源等）について確認を行った。

Δ kW想定約定量

- A社：過去実績から市場環境をシミュレーションし、当事業年度の環境変化を考慮したうえで、年間想定約定量を算定。
- B社：対象全電源について、計画された作業停止期間等を考慮したうえで、商品毎に応札量をシミュレーションし、過去実績から想定した約定率を乗じて算定。

所有する他電源等に関する確認

(共通)

- 他電源において発生している固定費の内訳及び他市場収益の確認を行い、B種電源の固定費及び他市場収益と他電源との固定費及び他市場収益は別管理されており、重複計上やB種電源に固定費を過大に算入する等の行為はなかったことを確認した。

B種電源協議の確認結果について

協議事項等について

- 今回協議が整った案件のうち、一定額が $1.64\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}^*$ を超えるものについて、第89回制度設計専門会合（2023年9月）の整理に基づき、以下3つの観点から、より厳正に個別精査を行ったところ、修正後の協議内容について不適切と見受けられる点はなかった。
 - 提出された固定費の総額に問題となる点がないこと
 - 2024年度の応札額水準との違いの理由
 - 他市場収益及び ΔkW 想定約定量の算定について、恣意的に少なく算定していないこと

（※）一定額 $1.64\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}$ は、2021～2023年度向けの電源 I 約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均値から算出した値。
- また、第89回制度設計専門会合において整理された、以下の協議事項について対応する方向であることを確認した。
 - 協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること
 - 協議事項2：固定費回収後の ΔkW の-marginは $0.33\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}$ とする
 - 協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する（調整力kWhの-marginも含んで管理）

● 「ΔkWの一定額」事務局案詳細（前回会合でお示した案1、案2の双方の値を記載）

- A種：B種（個別協議必要）以外の電源。以下の水準で未回収固定費が回収可能な電源及び固定費回収済みの電源が該当すると考えられる。

$$\underline{\text{（案1）一定額} = 0.33\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分} \quad \text{（案2）一定額} = \text{限界費用} \times 1.5 \sim 3.3\% \text{（※1）}}$$

（※1）限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合（案2）で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

- B種：個別協議が必要であり、A種の水準では固定費が回収できない電源が協議するものと考えられる。基本的にP5の調査で情報提供された電源のうち2024～2026年度合計で固定費回収が困難な電源が該当すると考えられる。

$$\underline{\text{一定額} = \text{固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定}}$$

協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること

協議事項2：固定費回収後のΔkWの-marginは0.33円/ΔkW・30分とする

協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する（調整力kWhの-margin含んで管理）

（注）運用においては、原則として、（案1）一定額 = 1.64円/ΔkW・30分（案2）一定額 = 限界費用 × 7～16%（※2）を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合については、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

（※2）2021～2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均（※3）から、容量市場約定単価（経過措置考慮後）を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

（※3）2021～2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位
2021年度（東北49,569円、北海道36,495円、北陸34,026円、中国23,263円）
2022年度（東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円）
2023年度（北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、四国21,051円）

B種電源協議について

まとめ

- 今回の協議が整ったB種電源2社4件について、 Δ kWの一定額の算定諸元や考え方について確認を行った。
- 確認の過程において、合理的に説明ができない固定費等については、適切に修正が行われたことを確認し、算定諸元も含めて制度設計の趣旨に反する事実は見受けられず、今回申請のあった事業者からのB種電源2社4件について、監視等委員会事務局で確認した値を一定額とした。
- なお、今回御報告した案件以外についても、協議が整い次第、次回以降の本会合において御報告させていただく。

1. 6月中旬までの需給調整市場の動き
2. B種電源協議について
- 3. B種電源協議におけるFIP電源併設蓄電池・DR等の取扱い**
4. 蓄電池の調整力kWh価格の考え方について

本日の議論

- 需給調整市場ガイドラインでは、B種電源の場合、 ΔkW 価格（=機会費用（逸失利益）+一定額）の「一定額」部分に計上する金額は、**当年度分の固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲（B種電源）**で監視等委員会事務局と協議のうえ決定することとされている。
- 現在、需給調整市場への応札リソースは主に火力発電や揚水発電、蓄電池等であるが、今後、**FIP電源併設蓄電池やDR等による需給調整市場への応札が増加してくると想定されるため、事業者の適正な価格での応札を促す観点から、B種電源において「一定額」を算定する際に考慮する固定費の考え方**について、明確にしておく必要がある。
- 次頁以降、FIP電源併設蓄電池・DR等における「固定費回収のための合理的な額の考え方」について整理したため、その内容について、御議論いただきたい。

今回の検討事項

- FIP電源併設蓄電池における「固定費回収のための合理的な額の考え方」について
- DR等における「固定費回収のための合理的な額の考え方」について

需給調整市場ガイドライン（2025年3月24日改定）（抜粋）

2. 調整力 ΔkW 市場 （略）

ΔkW 価格 \leq 当該電源等の逸失利益（機会費用）+一定額等

一定額=0.33円/ ΔkW ・30分（※1）又は電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額（※2）とし、等は売買手数料とする。

※1 A種電源という

※2 **B種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、当年度分の固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。**なお、当年度分の固定費回収後の一定額は、A種電源とする。

（略）

FIP電源併設蓄電池の取扱いについて

FIP電源併設蓄電池における「固定費回収のための合理的な額の考え方」

- 今後、FIP電源併設蓄電池による需給調整市場への応札が増加してくることが想定されるため、**FIP電源併設蓄電池における「固定費回収のための合理的な額の考え方」**について検討を行った。
- FIP電源併設蓄電池の場合、FIP電源と蓄電池それぞれに固定費が発生するが、あくまで**需給調整市場は調整力を調達する市場**であることを踏まえれば、**調整力そのものである蓄電池にかかる固定費^{※1}のみを対象とすることが合理的**と考えるが、どうか^{※2}。
- なお、FIP電源にかかる固定費は、市場取引等による売電収入とFIP制度におけるプレミアムで回収されるため、需給調整市場の Δ kW価格の一定額を算定する際に考慮する固定費としては認められない^{※3}と考えられる。
- また、FIP電源と共有する設備がある場合は、適切に按分した上で、 Δ kW価格に算入することを認めることとしてはどうか。

(※1) 需給調整市場に応札するための人件費、システム費用等を含む。

(※2) 変動性再エネ（FIP電源等）の調整機能の活用方法については、現在、需給調整市場検討小委員会（広域機関）で検討が進められているが、本会合では、FIP電源併設蓄電池における固定費の考え方について整理するもの。

(※3) Δ kW価格（＝逸失利益＋一定額）の内訳である一定額（B種電源協議における当年度分の固定費回収のための合理的な額）に対する取扱いに限った議論であり、当然にFIP電源が逸失利益で収益を得ることは可能。

DR等の取扱いについて

DR等における「固定費回収のための合理的な額の考え方」

- DRの Δ kW価格の考え方については、第51回制度設計専門会合（2020年10月）において、人件費、システム構築費用等が固定費に相当するものとし、これを基本的な考え方と整理した。
- 現在はDR等※による需給調整市場への応札は少ないものの、今後、増加してくることが想定されるため、あらためてDR等における「固定費回収のための合理的な額の考え方」について具体的な検討を行った。
- DR等により需給調整市場に応札する場合、一定額を算定する際に考慮する固定費は、**需給調整市場への応札のために要した（あるいは要する）固定費**としてはどうか。具体的には、以下のような費用が固定費に相当すると考えられる。
 - 需給調整市場へ応札するための人件費
 - 需給調整市場へ応札するためのシステム費用（通信費用含む）
- 一方、以下のような、**本来、需要家が自社で使用することを目的に調達・設置した設備にかかる固定費は、 Δ kW価格に算入することは認められない**と考えるが、どうか。
 - ✓ 電炉事業者が生産抑制による電力需要抑制を行うことで Δ kWを供出した場合、電炉設備にかかる費用
 - ✓ コンビニ等に蓄電池を設置し、DRで Δ kWを供出した場合、蓄電池にかかる費用
 - ✓ EVを導入しているタクシー会社がEVから Δ kWを供出した場合、EVにかかる費用
 - ✓ 自社工場用に設置した自家発電機で Δ kWを供出した場合、自家発電機にかかる費用

※DR等の「等」は、自家発電等のポジワットリソース、ネガワット・ポジワットリソースのアグリゲーション等を想定。

(参考) 調整力 Δ kW市場におけるDRの入札価格

調整力 Δ kW市場におけるDRの入札価格について

- DRについては、これまでの調整力公募（電源 I'）結果の分析によると、応札価格（kW価格）の考え方として、DRの体制整備に係る人件費、システム構築費用、需要抑制指令に対応するための需要家の待機費用等を基に算定しているケースがあったが、事業者によって考え方が異なるため、一律に整理することが困難な面がある。
- 他方で、上記のケースを今回の調整力 Δ kW市場における価格規律に当てはめると、人件費、システム構築費用等が固定費、需要家の待機費用等が逸失利益に相当するものと考えることができる。
- したがって、DRの調整力 Δ kW市場における入札価格の考え方については、上記の考え方を基本としつつ、監視において根拠資料の提出を求め、入札価格が合理的でない場合は、修正を求めるなどの対応を行うこととしてはどうか。

1. 6月中旬までの需給調整市場の動き
2. B種電源協議について
3. B種電源協議におけるFIP電源併設蓄電池・DR等の取扱いについて
- 4. 蓄電池の調整力kWh価格の考え方について**

本日の議論

- 蓄電池の調整力kWh価格（V1、V2）の考え方について、複数の応札事業者から相談があった以下の事項に関し、整理したため、その内容について御議論いただきたい。

今回の検討事項

- 蓄電池の限界費用の考え方について
- 一次調整力における蓄電ロスの取扱いについて
- 蓄電池の劣化コストの取扱いについて

蓄電池の限界費用の考え方について

蓄電原資の考え方について

- 需給調整市場ガイドラインでは、蓄電池の限界費用について算定式を記載しているが、限界費用を算定する際の蓄電原資の考え方について、その詳細までは議論されていない。
- 応札事業者の適正な価格での登録を促す観点から、蓄電原資の考え方について、以下のとおり整理をしてはどうか。

蓄電原資の考え方の例

- 約定ブロック・コマに向けてスポット市場等から調達した費用（＝調達の市場価格）
- 自社電源で充電した場合の充電費用
- 蓄電池に充電されている電気のコスト（＝充電されている電気の加重平均価格）

なお、基本的には不足インバランスでの充電は適当ではなく、また、想定される不足インバランス料金を基にした限界費用の登録は認められない。

需給調整市場ガイドライン（2025年3月24日改定）（抜粋）

1. 調整力kWh市場
（略）

※ 1 揚水発電及び蓄電池の限界費用は、以下の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ} \cdot \text{蓄電原資} + \text{揚水} \cdot \text{蓄電ロス量} \cdot \text{託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量 - ロス量）}}$$

（略）

一次調整力における蓄電ロスの取扱いについて

一次調整力における蓄電ロスの取扱いについて

- **一次調整力におけるkWhの精算**は、一次調整力が自端制御であり、落札した全てのリソースがメリットオーダーとは無関係に応動するため、需給調整市場に基づく調整力kWh価格（V1、V2）で精算すると効率化が図られない可能性があることから、**インバランス料金で精算**されることとなる。
- 調整力kWh価格で精算する場合は、前頁に記載した蓄電池の限界費用の算定式を用いるため、蓄電ロスを考慮することが可能となるが、現行の整理では、一次調整力はインバランス料金で精算されるため、**蓄電ロスを考慮できない**。
- このため、応札事業者から Δ kW価格に蓄電ロスを考慮できないか相談があったことから、その取扱いについて検討した。
- 蓄電ロスが稼働に応じて発生するコストであることを踏まえると、**予約の対価である Δ kW価格で考慮することは適当ではない**ことに加え、現行のインバランス料金制度では、**インバランス料金は限界的な調整力kWh価格が引用される**ため、基本的には、**インバランス料金と蓄電池の限界費用との差分が収益**となると考えられる。
- このため、一次調整力の場合においても、**蓄電ロスを Δ kW価格で別途考慮することはしない**と整理してはどうか。

一次における Δ kWおよびkWhの精算について

15

- 一次における Δ kWの精算については、三次①、②と同様に落札ブロックを対象に精算する。
- 一次におけるkWhの精算については、一次が自端制御であり、落札した全てのリソースがメリットオーダーとは無関係に応動するため、需給調整市場に基づくkWh単価で精算すると効率化が図られない可能性もありうることを踏まえ、需給調整市場に基づくkWh精算を行わず、託送契約における**インバランス単価の確報値**を用いて精算する。

蓄電池の劣化コストの取扱いについて

蓄電池の劣化コストの取扱いについて

- 調整力kWh価格（V1、V2）の算定にあたり、蓄電池の充放電に伴う劣化コストを考慮することができないか、応札事業者から相談があったため、その取扱いについて検討した。
- 調整力kWh価格では、一定割合として限界費用の10%をマージンとして算入することが認められており、蓄電池の使用状況により変動する劣化コストを適時適切に限界費用に反映することが困難と考えられることを踏まえると、**劣化コストについては10%のマージンの中で考慮することが適当**であると考えられる。
- また、蓄電池の劣化に伴う修繕費等は、 Δ kWh価格の一定額で考慮することも考えられるため、蓄電池の使用に伴う**劣化コストを調整力kWh価格で考慮することはしない**と整理してはどうか。

需給調整市場ガイドライン（2025年3月24日改定）（抜粋）

1. 調整力kWh市場

（1）予約電源以外

調整力 kWh 市場の予約電源以外における適取ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の kWh 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$$\begin{aligned} \text{上げ調整の kWh 価格} &\leq \text{当該電源等の限界費用} + \text{一定額} \\ \text{下げ調整の kWh 価格} &\geq \text{当該電源等の限界費用} - \text{一定額} \\ \text{一定額} &= \text{限界費用} \times \text{一定割合} \end{aligned}$$

（略）

② 「一定割合」について

調整力 kWh 市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「**限界費用（円/kWh）×10%**」の一定額を上乗せした範囲内で kWh 価格を登録するものとする。（略）