

需給調整市場の運用等について

第12回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年8月29日（金）



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

1. 8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. 東京エリアにおける揚水随意契約について

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～8月10日）

前日取引の概況（4～6月は確報値、7～8月は速報値）

- 7月の平均約定単価は、北海道及び九州エリアを除き、**多くのエリアで1円未満**となった。
- 最高約定単価は**東京・中部エリアで200円、東北エリアでは195円**となっていた。北陸・九州エリアは前月と比較して**低下（北陸 6月：200円→7月：65.54円、九州 6月：197円→7月：89円）**した。

		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	0.85	0.64	0.53	0.43	0.36	1.19
	6月	0.48	0.90	1.20	0.57	0.52	0.59	0.45	0.36	1.61
	7月	2.78	0.61	0.92	0.84	0.52	0.44	0.54	0.36	1.02
	8月※2	7.99	1.43	3.62	1.51	1.12	0.90	0.62	0.41	1.31
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	49.00	195.00	97.00	200.00	200.00	75.00	89.00	10.96	197.00
	7月	49.00	195.00	200.00	200.00	65.54	84.41	89.00	89.00	89.00
	8月※2	49.00	195.00	133.10	200.00	92.99	200.00	49.00	49.00	7.93
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	0.31	0.31	0.30	0.35	0.35	0.35	0.35	0.33	0.35
	7月	0.34	0.34	0.03	0.33	0.34	0.34	0.34	0.33	0.34
	8月※2	0.33	0.33	0.33	0.34	0.34	0.34	0.34	0.33	0.34
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	9.69	1.48	0.12	0.98	0.32	0.28	3.63
	6月	0.22	1.34	3.58	0.79	0.09	0.69	0.26	0.18	3.93
	7月	1.25	0.75	2.10	1.18	0.04	0.90	0.12	0.29	1.62
	8月※2	1.22	0.69	2.35	0.43	0.03	0.42	0.07	0.09	0.46
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	162,719	310,985	173,915	18,283	184,224	74,192	76,443	306,377
	6月	46,533	148,466	298,270	139,357	18,085	117,857	57,585	51,694	244,117
	7月	45,102	122,218	229,019	139,673	8,279	207,277	22,113	80,075	158,428
	8月※2	15,240	48,105	64,993	28,738	2,652	47,039	12,157	21,307	35,081

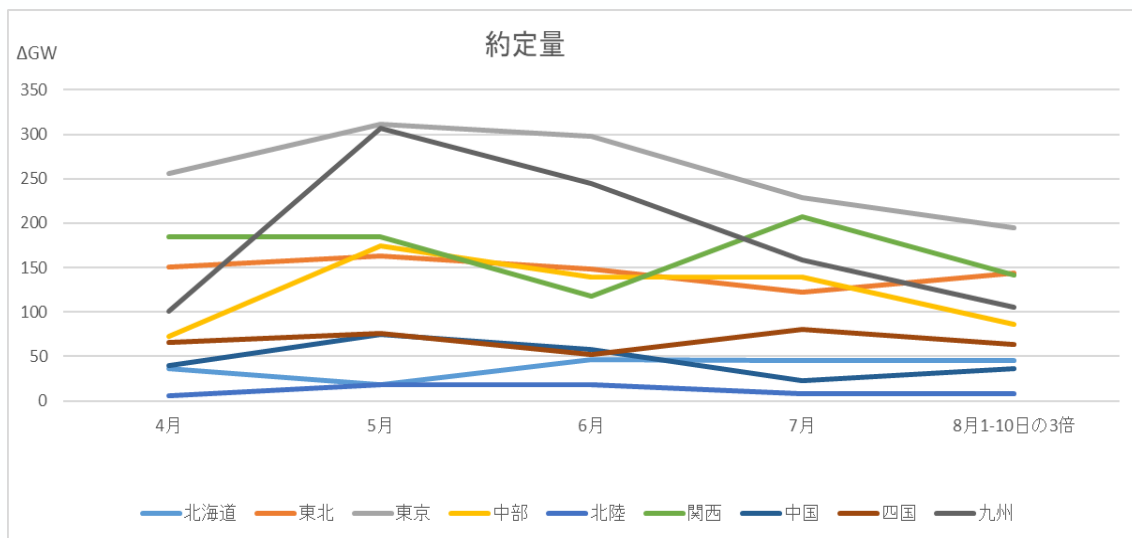
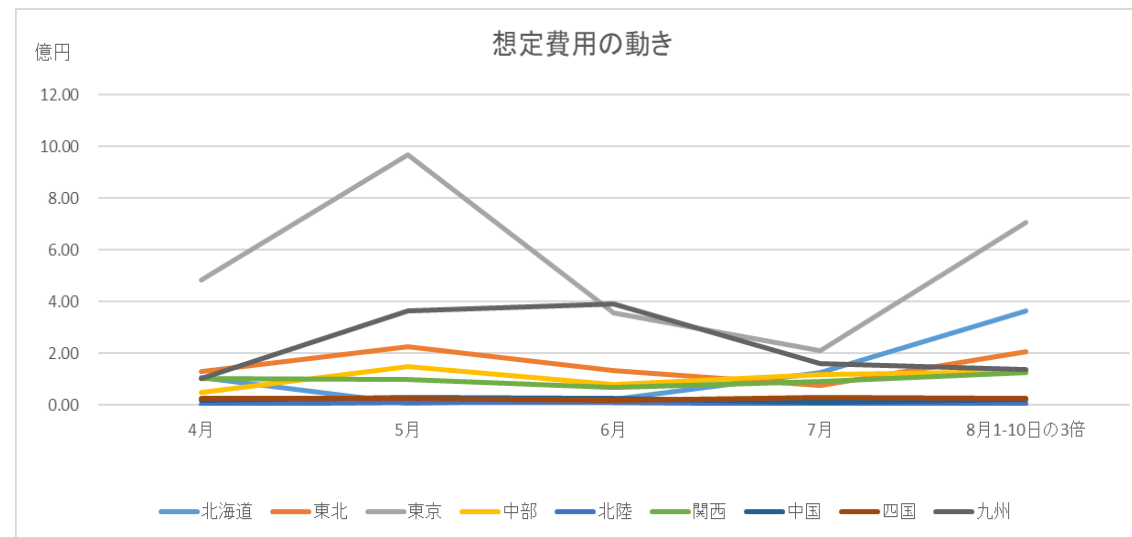
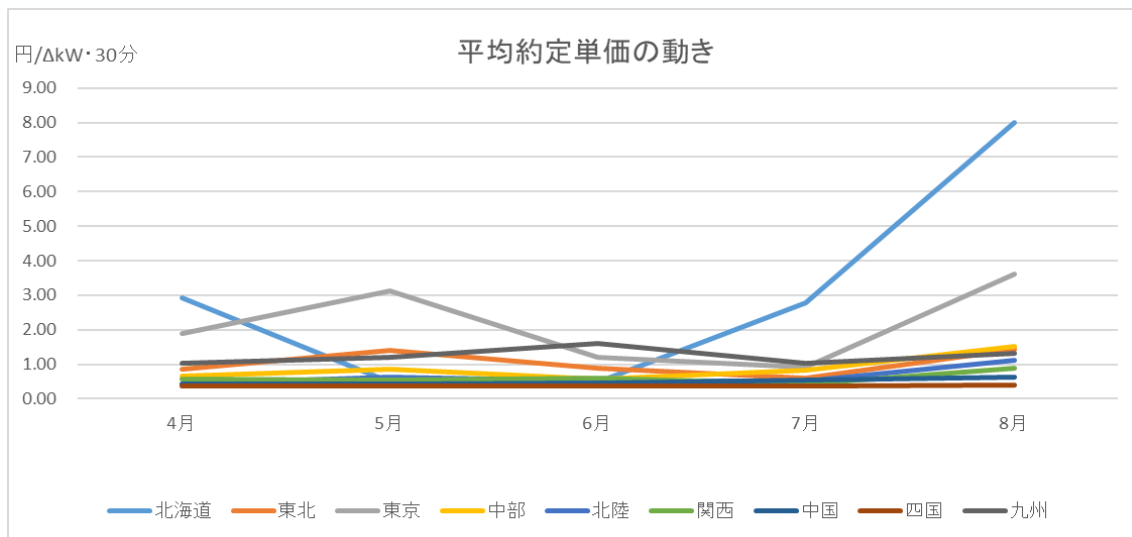
(※1) 平均約定単価は、「想定費用/約定量合計」で算出。

(※2) 8月は8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。

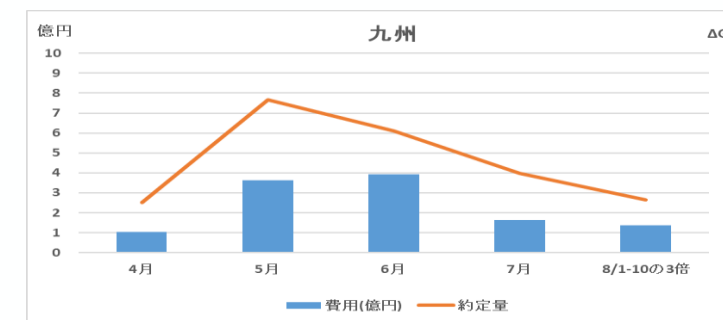
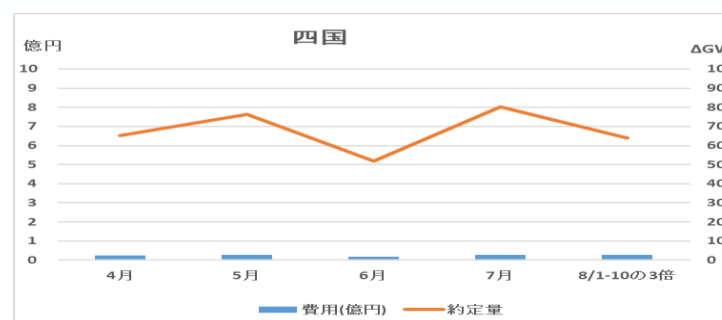
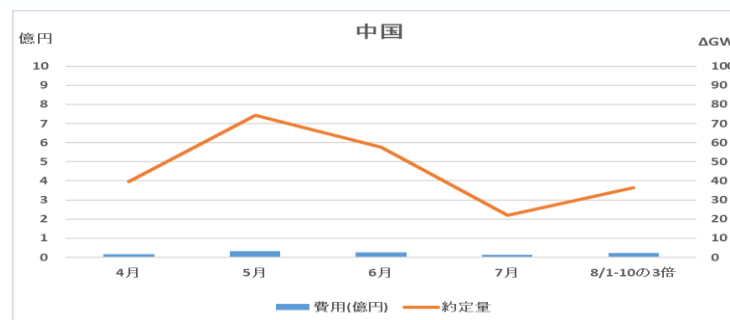
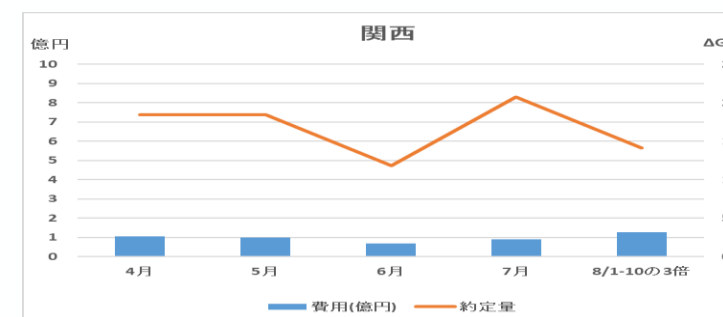
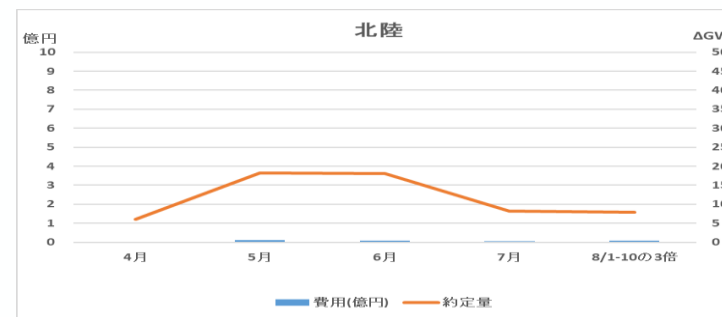
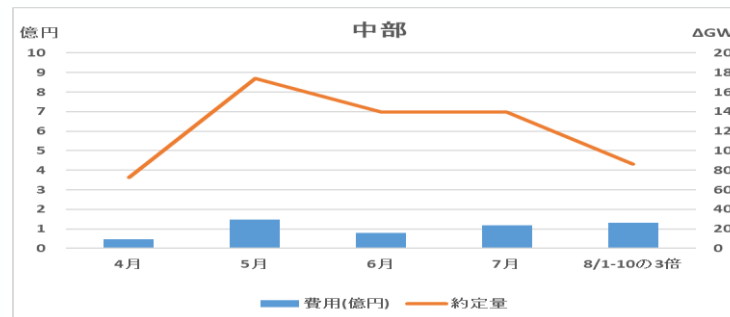
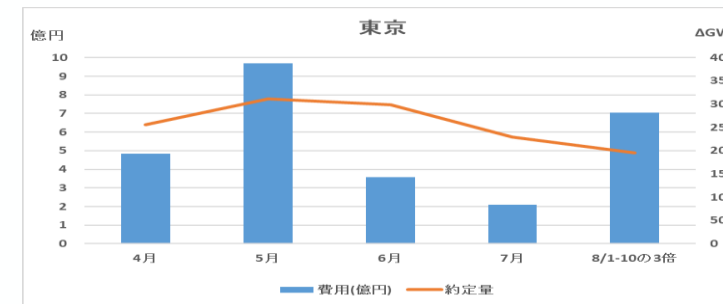
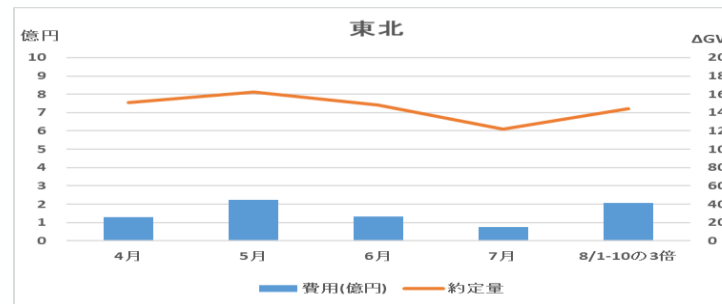
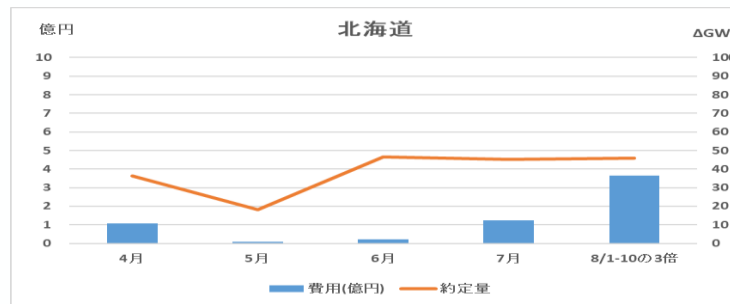
EPRXデータより事務局にて作成。

(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：8月は8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



(※) 8月は8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～8月10日）

週間取引の概況（4～6月は確報値、7～8月は速報値）

- 北海道・関西エリアでは、7月19日から揚水発電の随意契約が開始され、また、全てのエリアで市場外調整力として自然体余力の控除が開始されたこともあり、東京・中部・四国以外のエリアで7月の約定量が減少した。（※）自然体余力の控除開始日は、北海道：7/5受渡分以降、関西：6/21受渡分以降、その他7エリア：6/14受渡分以降。
- 7月の平均約定単価は、前月との比較では全てのエリアで上昇した。
- 想定費用は、7月19日から揚水発電の随意契約が開始された北海道・関西エリアでは前月と比べ減少した。一方で、東京エリアは9エリアで最も高く、40億円を超えていた。
- 最高約定単価は、東北以外のエリアで上限価格となっており、北海道・中国・九州エリアは4月以降、上限価格に張り付いている状況であった。

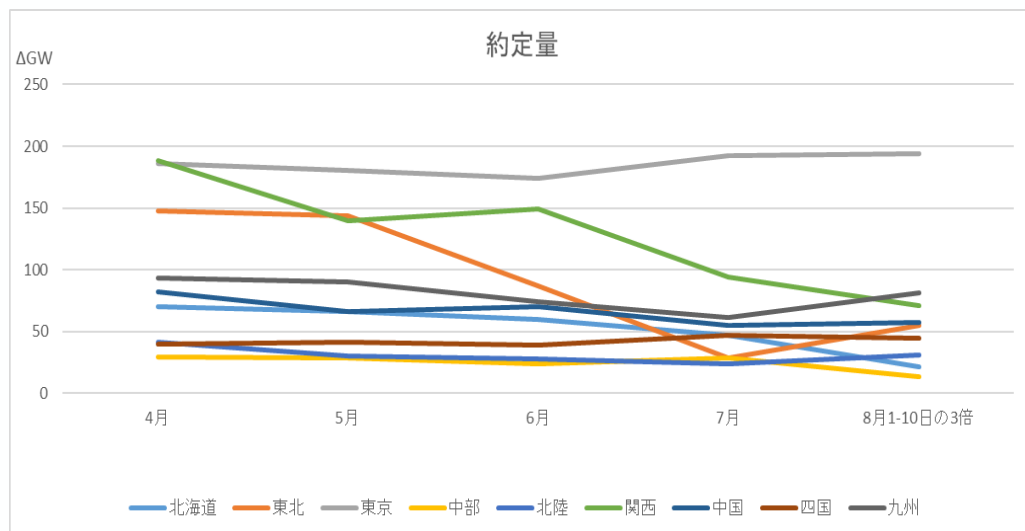
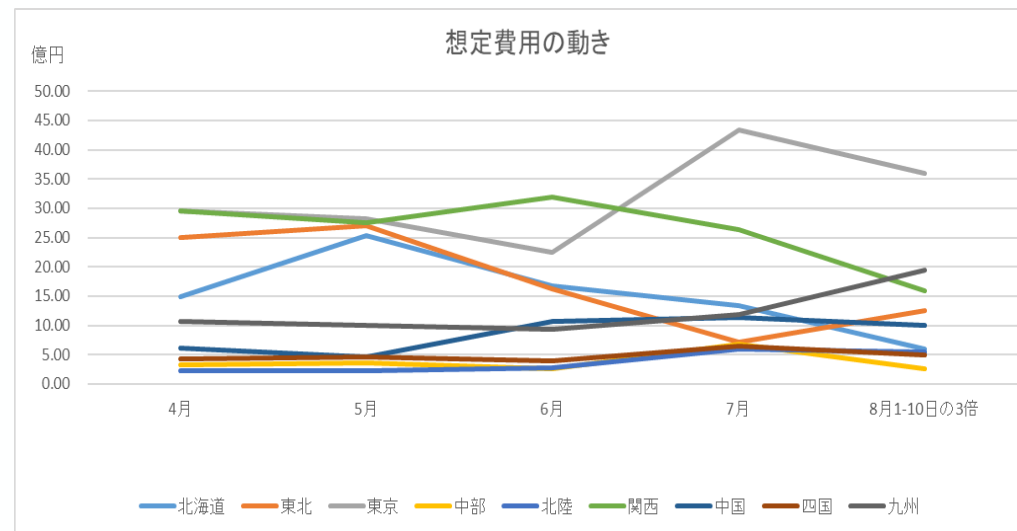
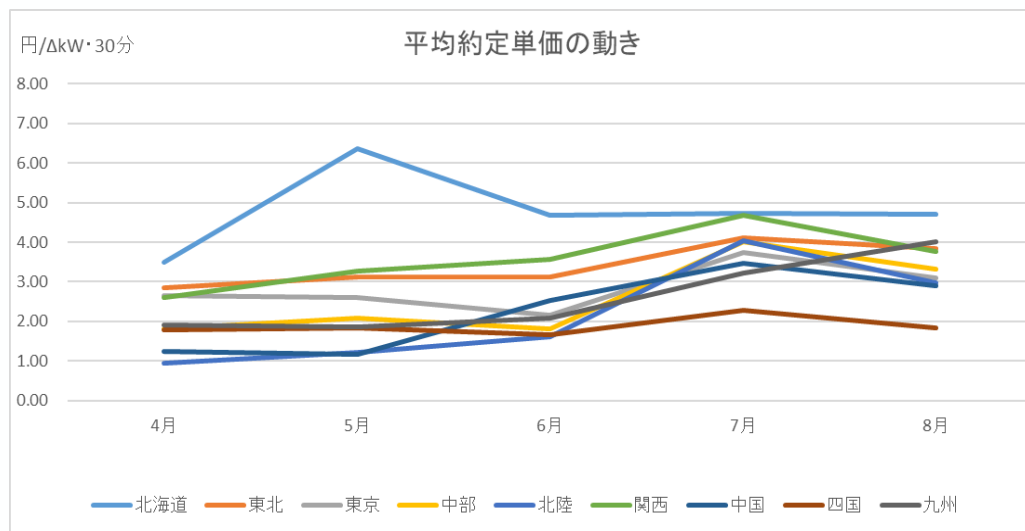
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ΔkW・30分)	4月	3.50	2.84	2.66	1.82	0.95	2.61	1.24	1.79	1.92
	5月	6.35	3.13	2.61	2.07	1.22	3.28	1.16	1.84	1.85
	6月	4.69	3.12	2.16	1.80	1.62	3.57	2.53	1.66	2.08
	7月	4.74	4.10	3.75	4.00	4.04	4.67	3.46	2.29	3.23
	8月※2	4.71	3.83	3.09	3.32	2.97	3.76	2.90	1.84	4.00
最高約定単価 (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	19.51	16.47	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51
	7月	19.51	16.47	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51
	8月※2	19.50	16.47	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	10.84	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	0.36	0.36	0.33	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	7月	0.36	0.81	0.03	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	8月※2	0.36	1.00	0.35	0.36	0.35	0.35	0.35	0.36	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	25.33	26.97	28.30	3.59	2.24	27.51	4.65	4.58	9.98
	6月	16.74	16.22	22.57	2.63	2.75	31.97	10.68	3.87	9.27
	7月	13.47	7.17	43.35	6.87	5.90	26.41	11.42	6.53	11.85
	8月※2	2.00	4.19	12.01	0.89	1.83	5.32	3.32	1.66	6.50
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	66,510	143,681	180,720	28,886	30,527	139,615	66,588	41,450	90,092
	6月	59,516	86,736	174,184	24,269	28,232	149,309	70,201	38,962	74,435
	7月	47,366	29,134	192,679	28,592	24,318	94,335	54,954	47,467	61,217
	8月※2	7,088	18,232	64,659	4,479	10,281	23,603	19,049	14,968	27,048

（※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）8月は8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。

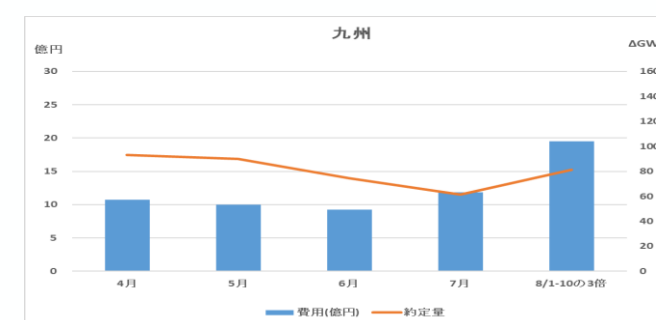
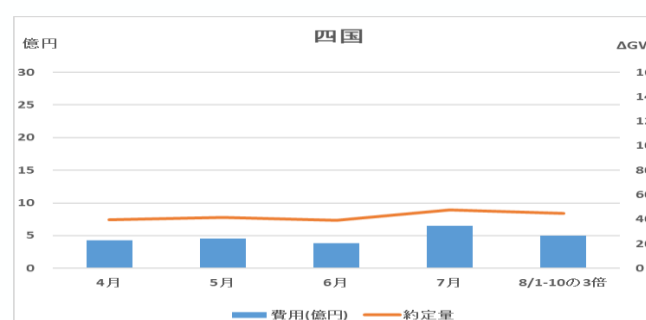
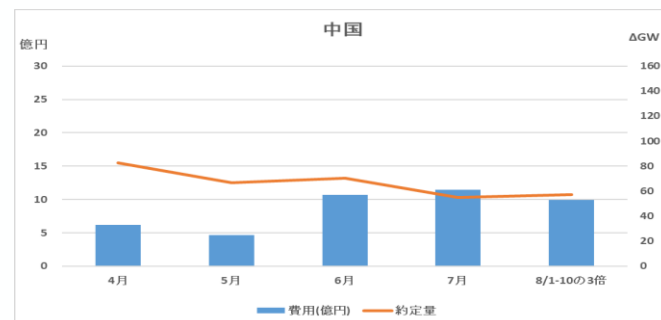
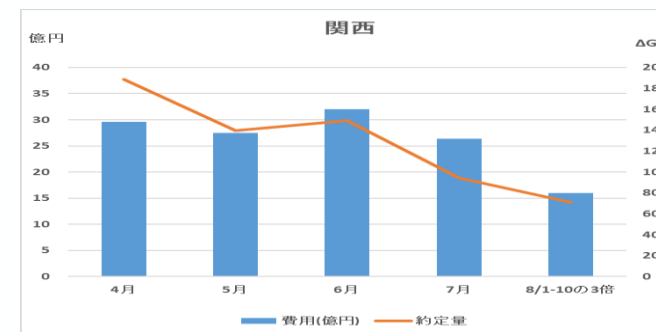
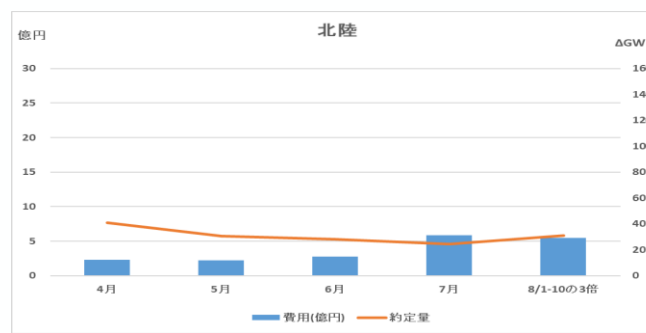
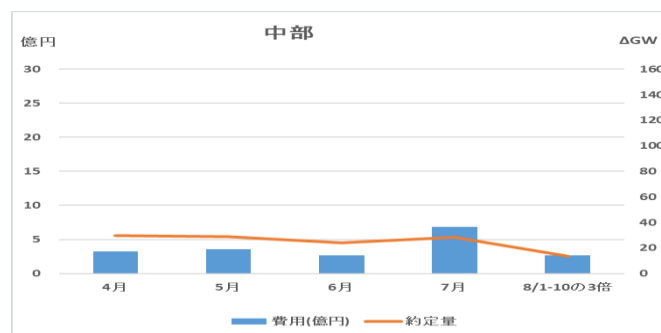
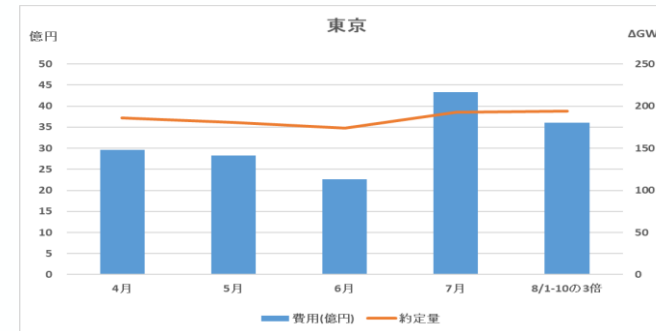
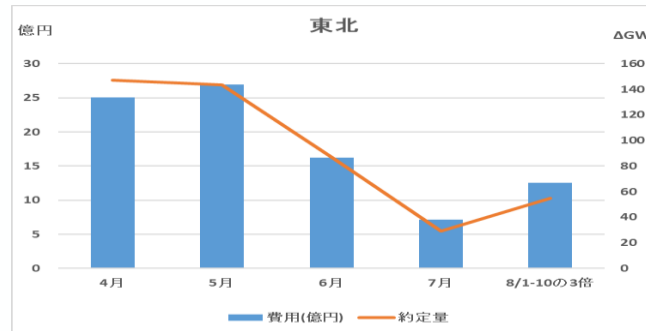
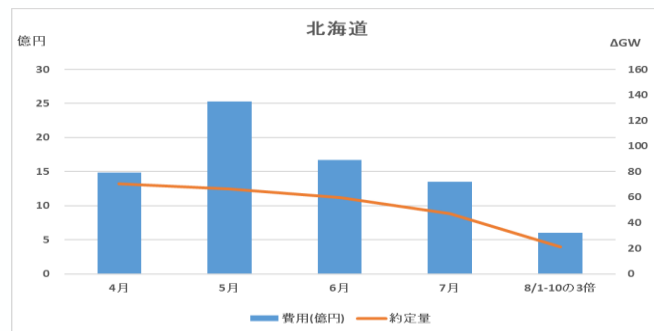
EPRXデータより事務局にて作成。

(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：8月は8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



(※) 8月は8月1日～10日までのデータを3倍して比較。

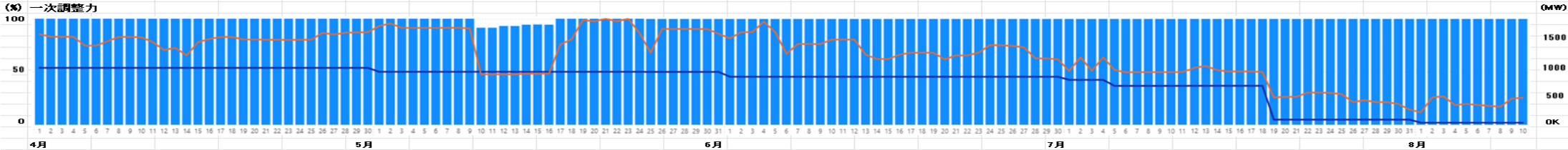
各エリアの募集量・応札量・調達率の動向

各エリアの募集量・応札量・調達率の概況（2025年4月1日～8月10日）

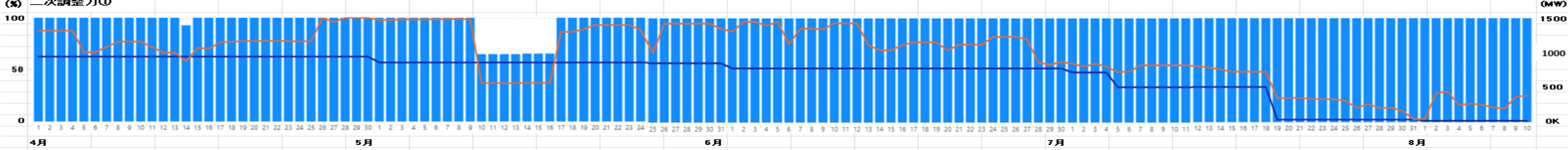
- 2025年4月1日～8月10日の募集量及び応札量、調達率の状況は次頁以降のとおり。
- **一次調整力**については、**北海道エリア**に加えて、**四国エリア**で**応札量が募集量を上回る機会が増加してきたものの、依然として多くのエリアで未達が多い状況が継続**。
- **複合商品の7月の募集量**は、**全てのエリアで、市場外調整力としての自然体余力の控除が開始される前の募集量よりも減少していた**。
- **複合商品**について、**北海道・関西エリアでは、揚水随意契約が開始された7月19日以降、応札量が募集量を上回る機会が増加した**。一方で、**東京エリアでは7月以降も応札量が募集量を下回っている状態が継続しており、約定単価や調達費用の動向については引き続き注視が必要と考えられる**。

北海道エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年8月10日)

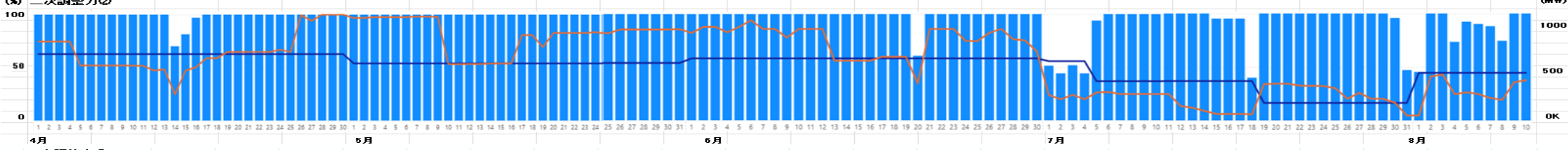
一次調整力



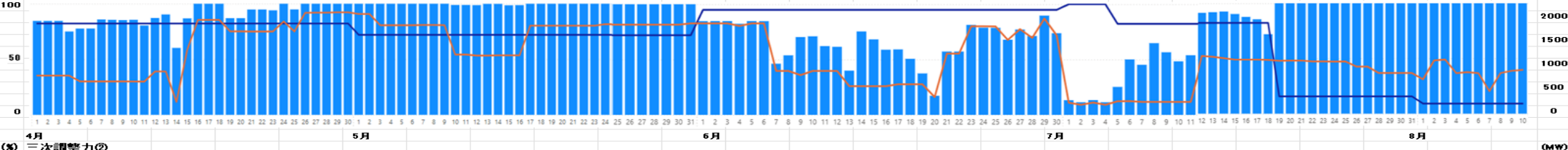
二次調整力①



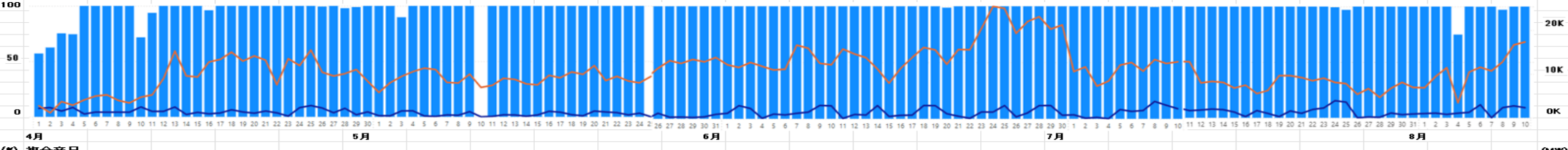
二次調整力②



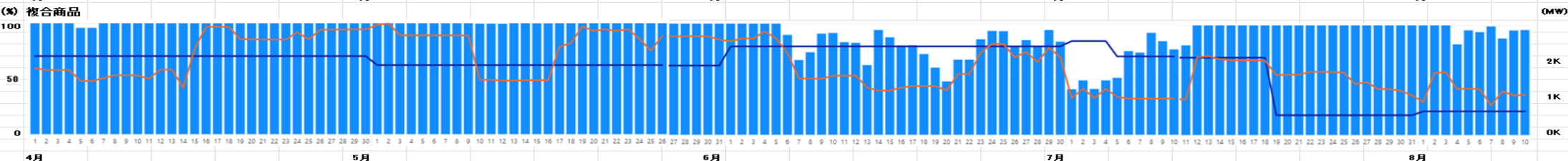
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

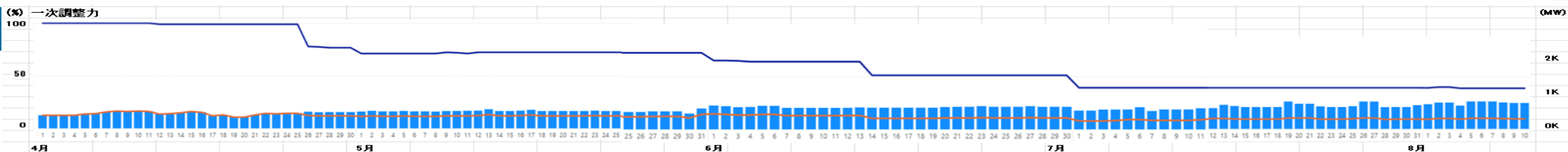


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

東北エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年8月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

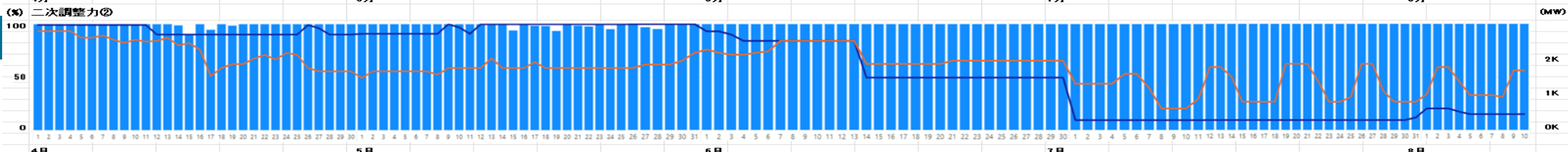
一次調整力



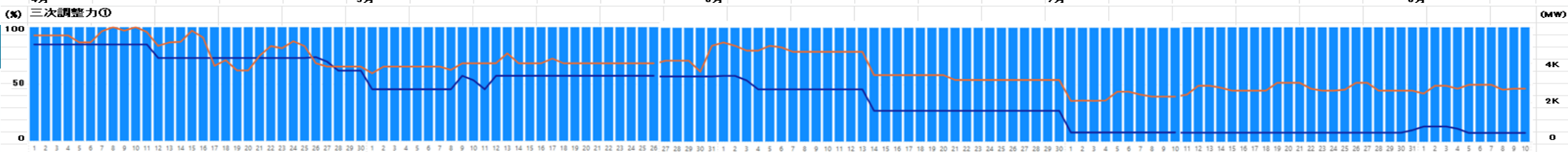
二次調整力①



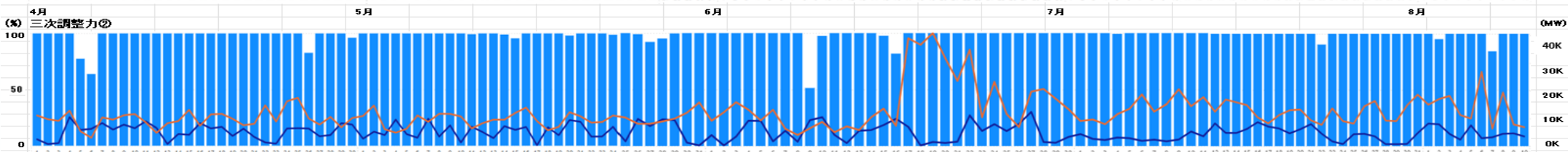
二次調整力②



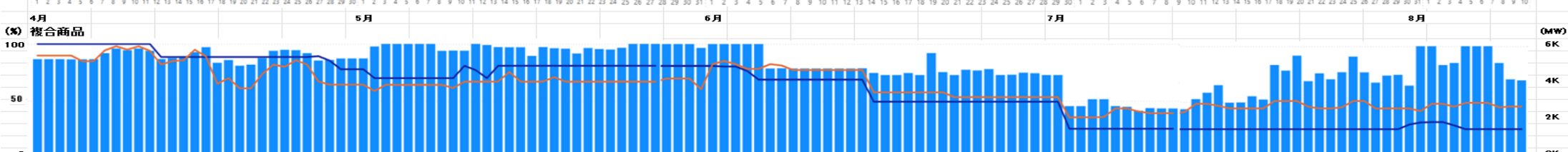
三次調整力①



三次調整力②



複合商品



(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

東京エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年8月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

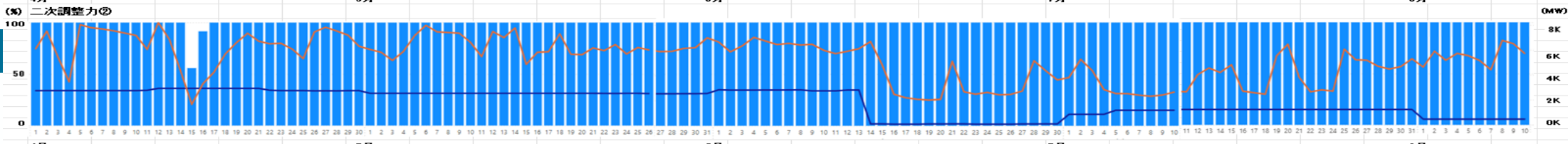
一次調整力



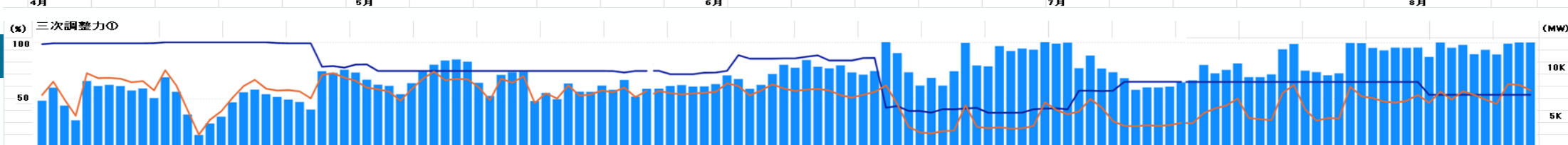
二次調整力①



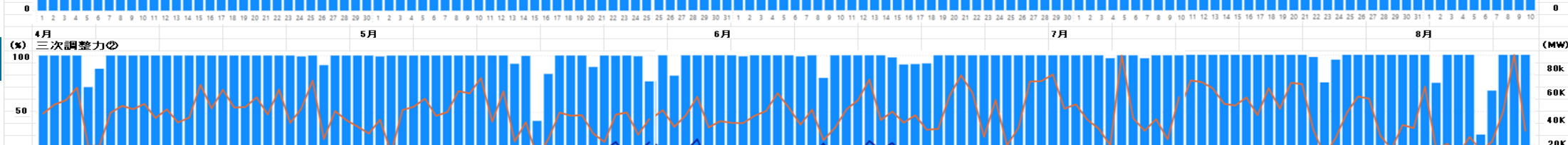
二次調整力②



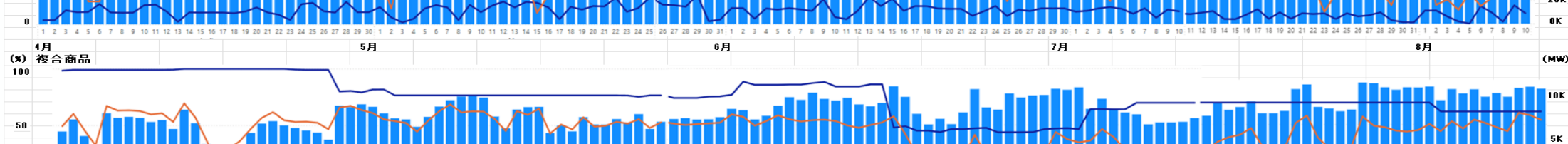
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

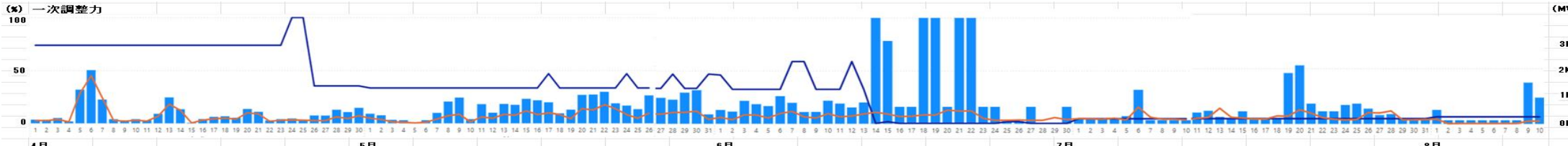


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

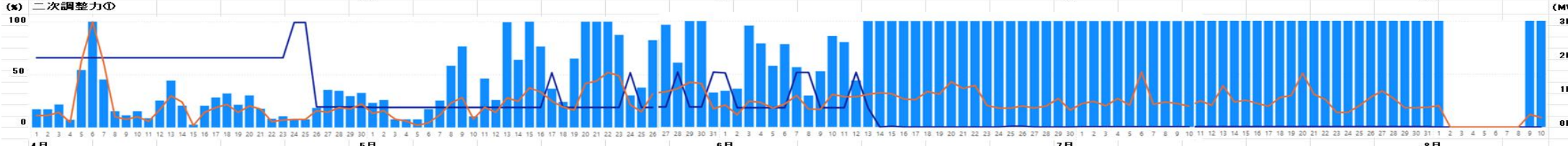
中部エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年8月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

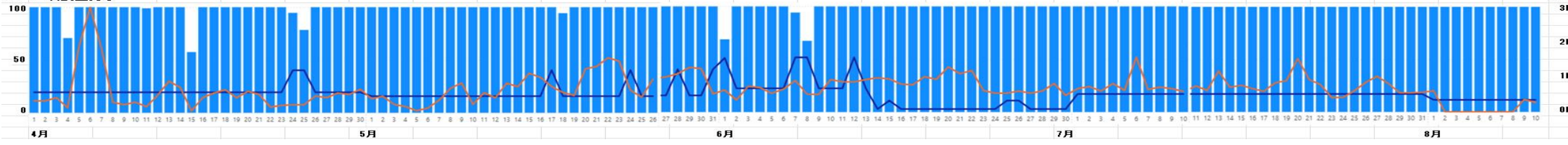
一次調整力



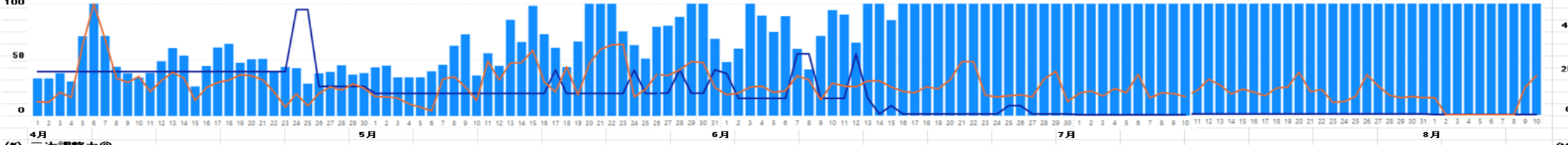
二次調整力①



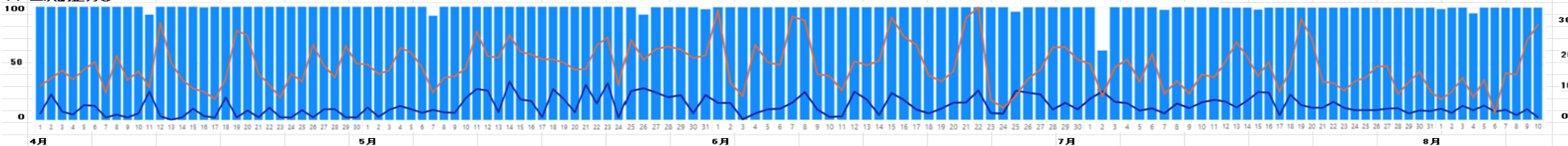
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②



複合商品

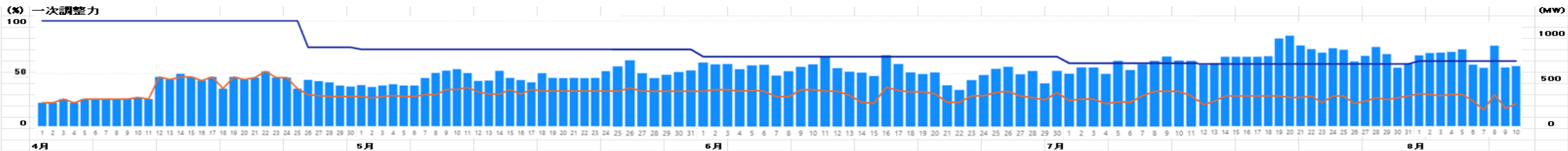


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

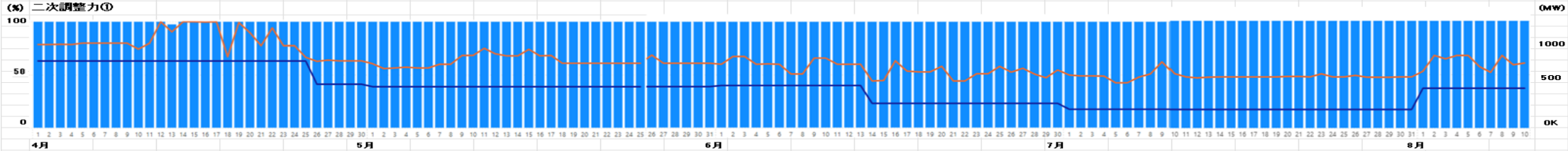
北陸エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年8月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

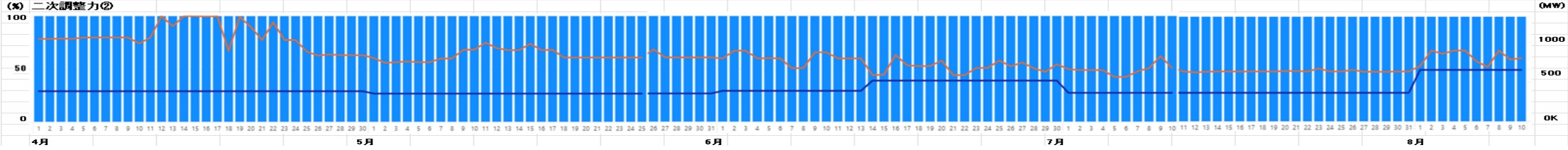
一次調整力



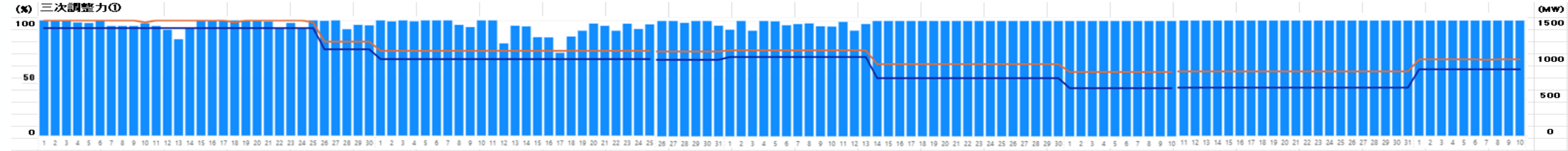
二次調整力①



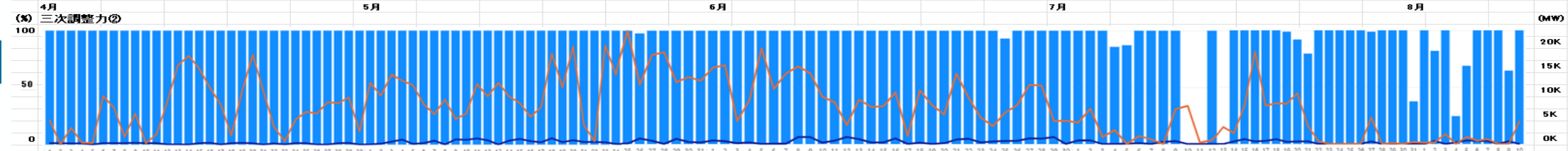
二次調整力②



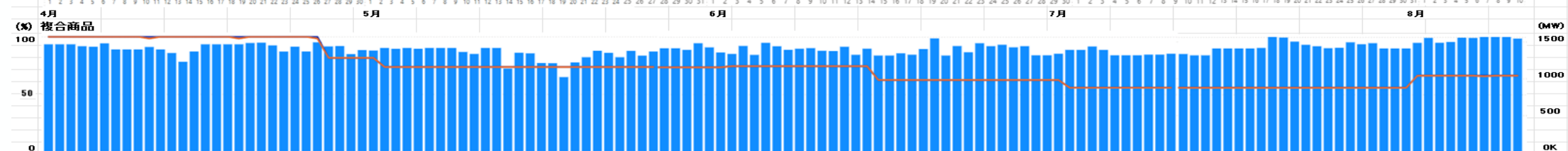
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

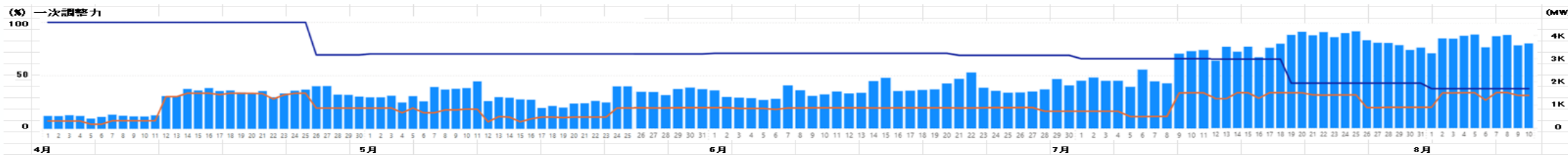


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

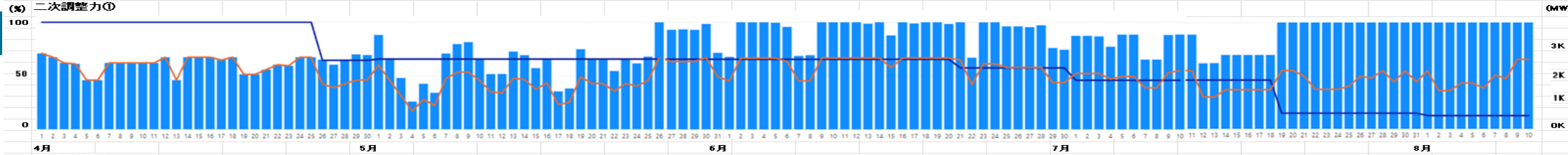
関西エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年8月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

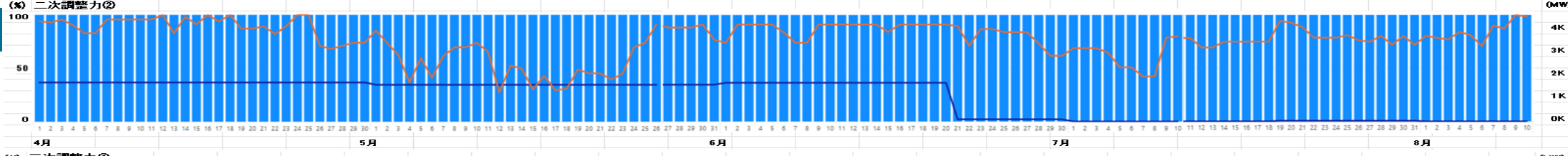
一次調整力



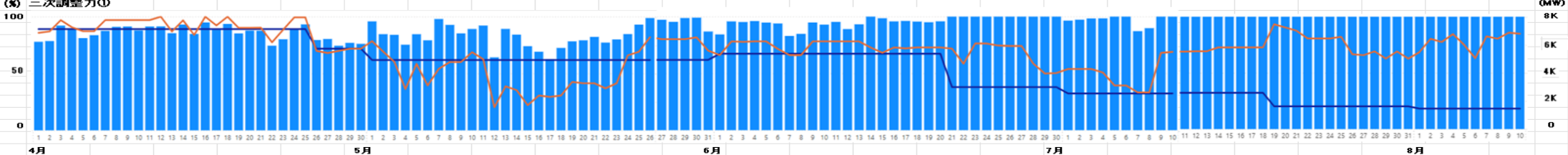
二次調整力①



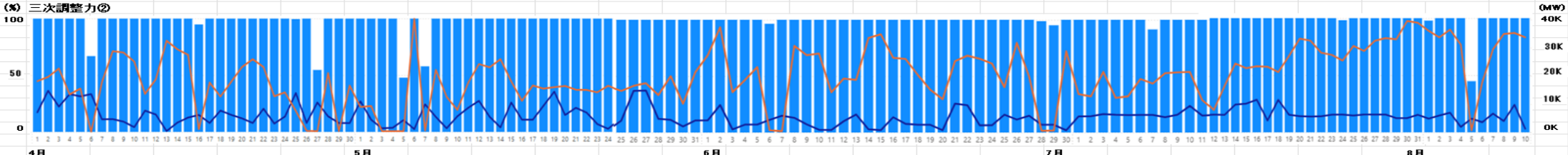
二次調整力②



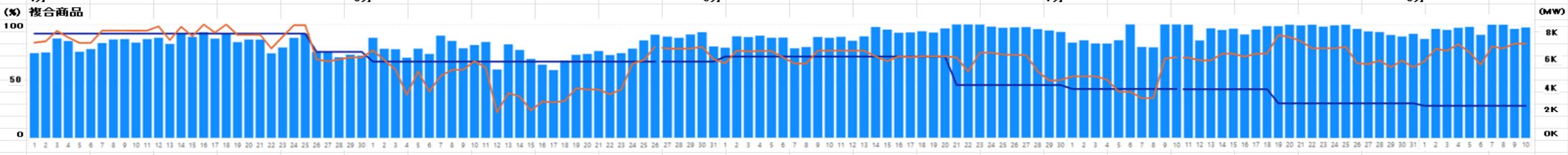
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

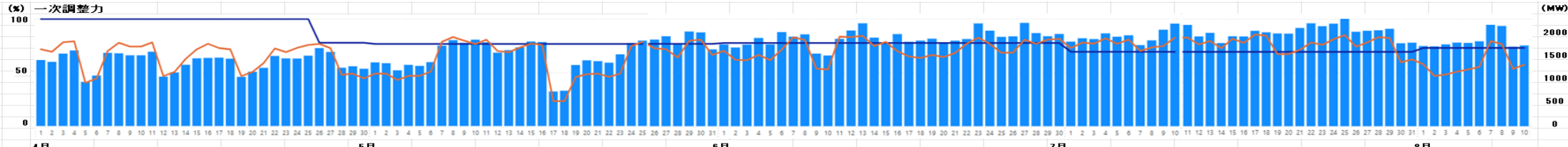


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

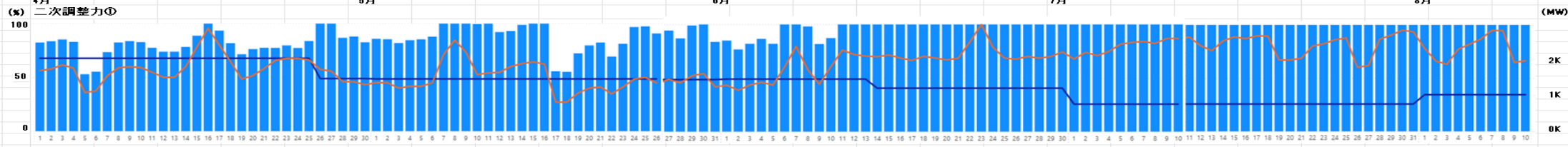
中国エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年8月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

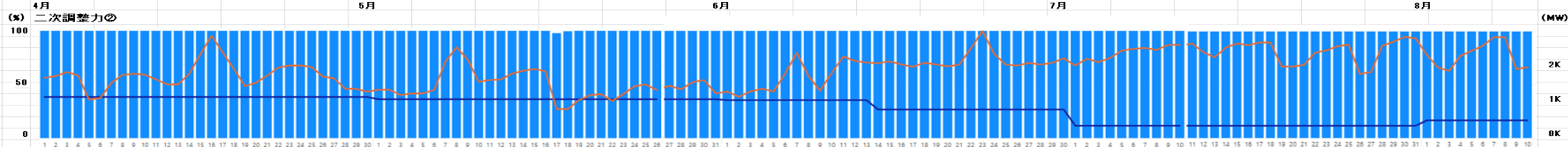
一次調整力



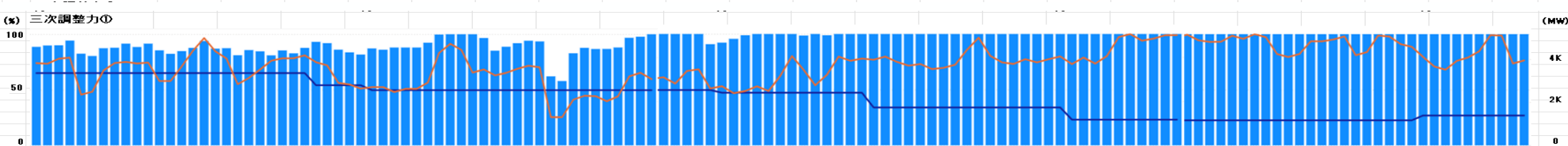
二次調整力①



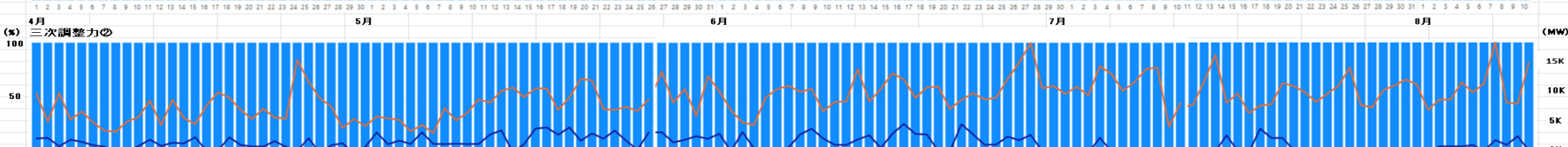
二次調整力②



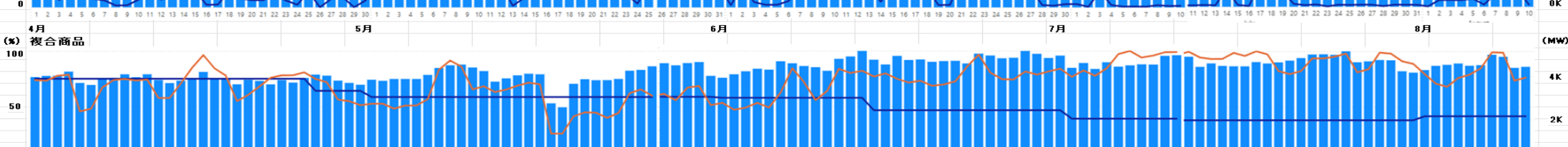
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

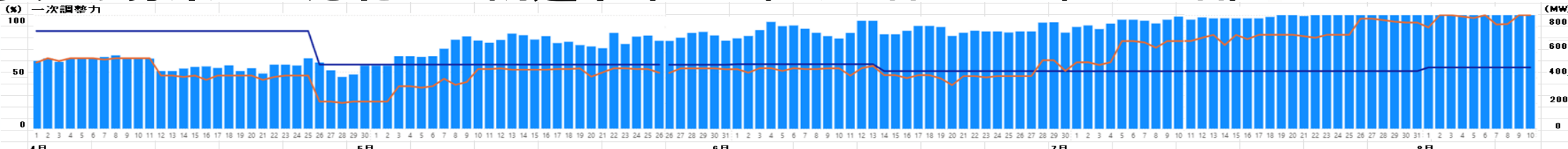


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

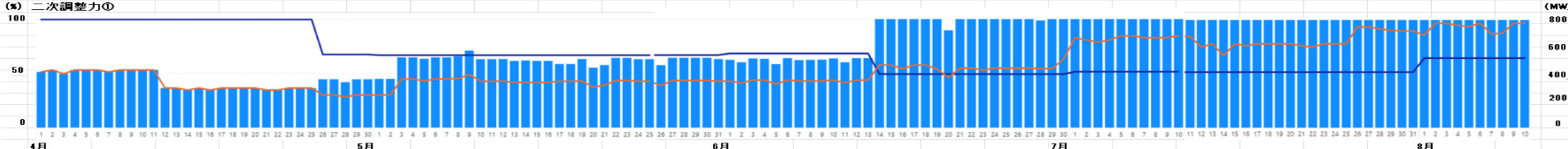
四国エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年8月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

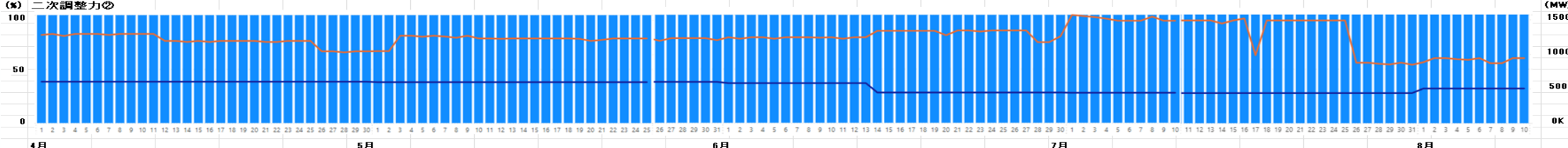
一次調整力



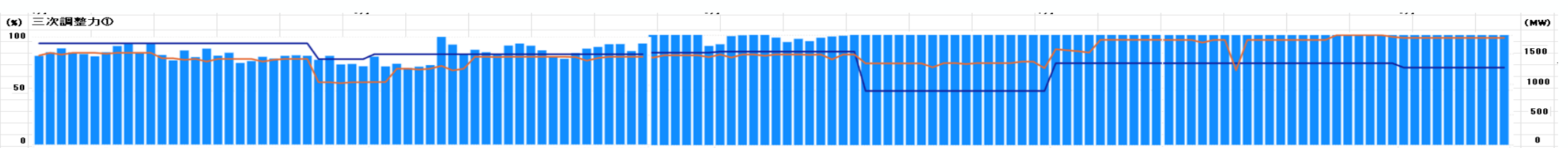
二次調整力①



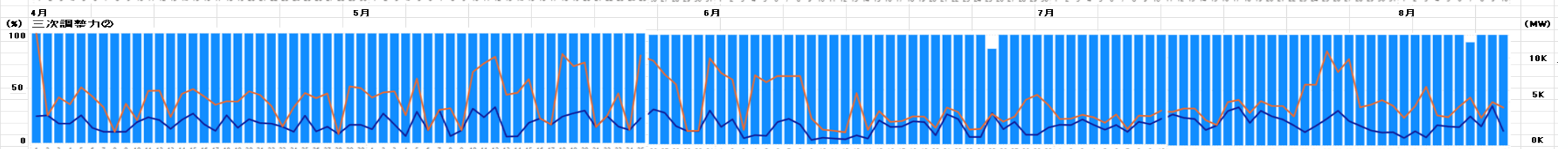
二次調整力②



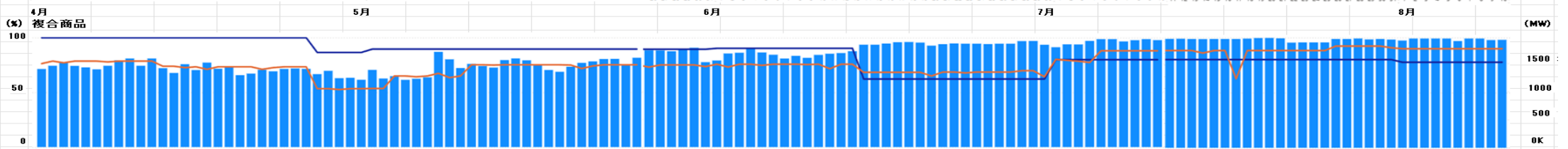
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

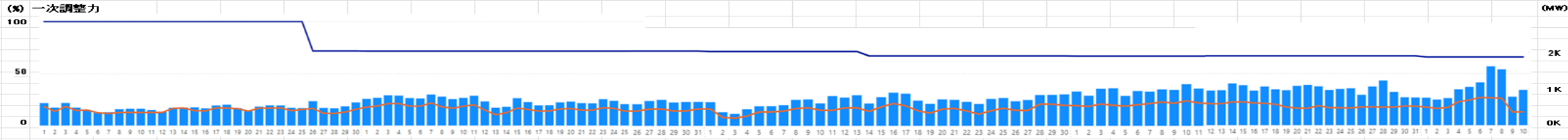


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

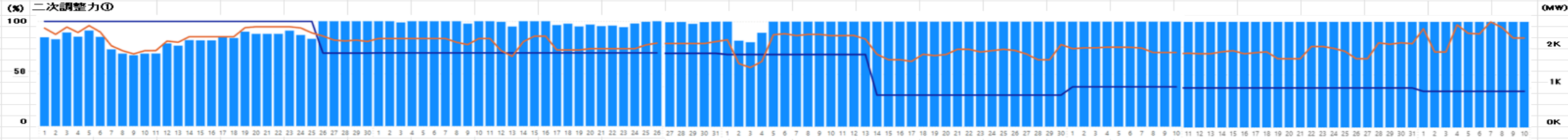
九州エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年8月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

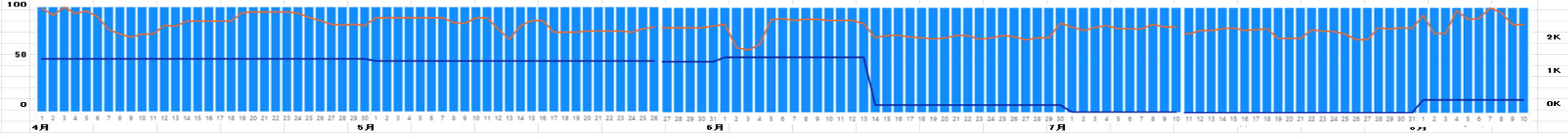
一次調整力



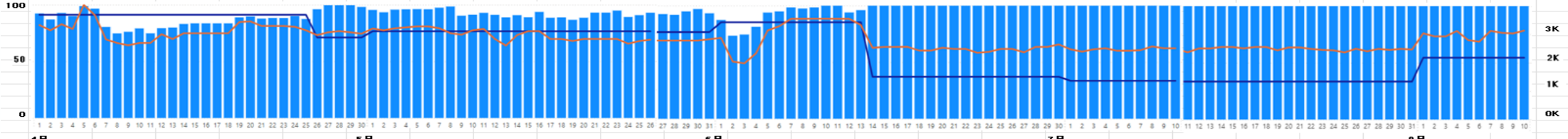
二次調整力①



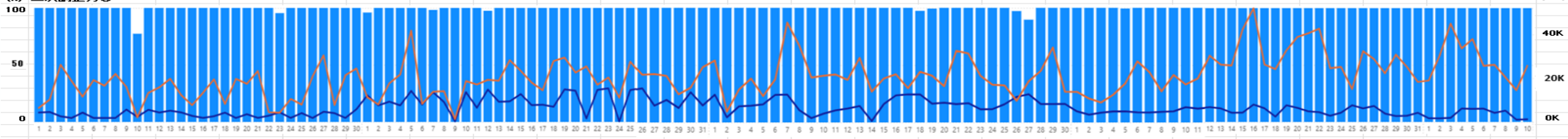
二次調整力②



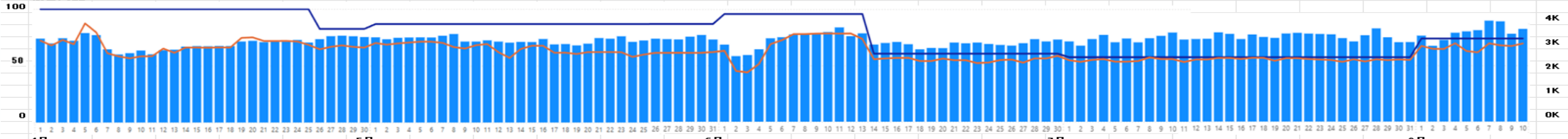
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

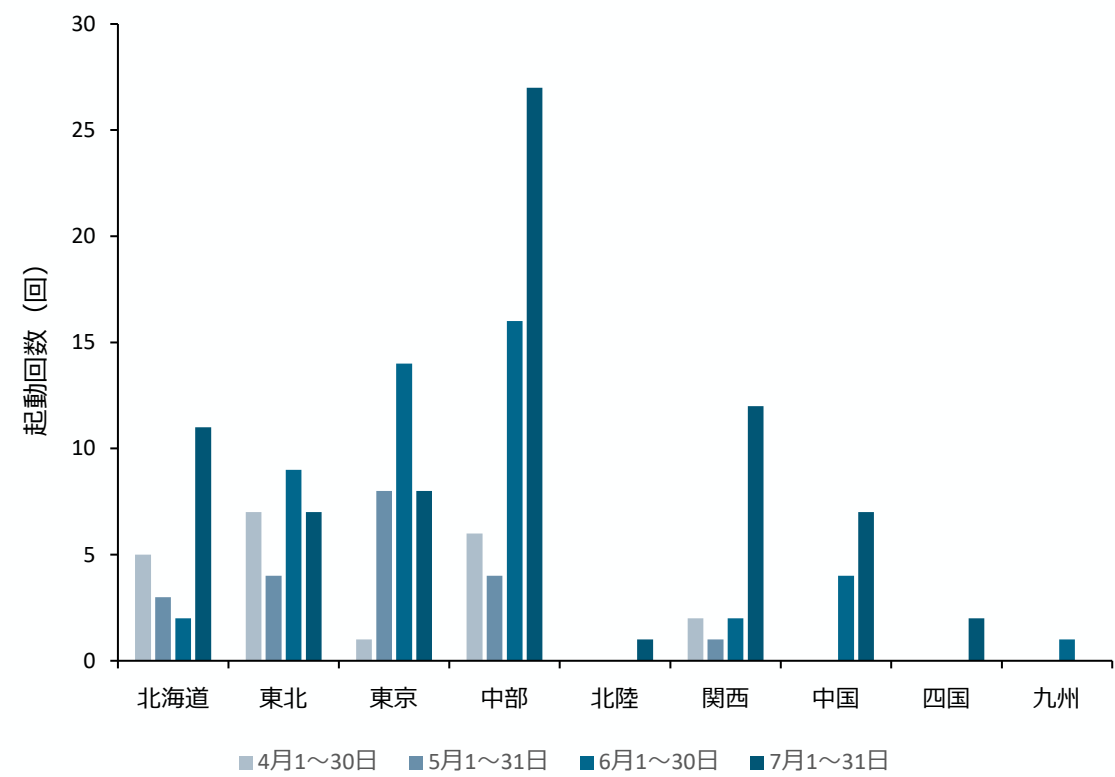


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

(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～7月31日)

- 2025年7月までの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。

余力活用契約に基づく起動指令の回数



(※) 上グラフの対象は、BG計画上停止していた電源（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）（7月は速報値）

	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	0.7億円	10.3億円	1.7億円	0.7億円	－
6月	2.0億円	6.9億円	3.2億円	7.3億円	－
7月	2.3億円	4.1億円	7.7億円	1.2億円	0.2億円

	関西	中国	四国	九州
4月	1.2億円	－	－	－
5月	0.2億円	－	－	－
6月	0.4億円	0.9億円	－	0.2億円
7月	5.7億円	1.9億円	1.7億円	－

(※) 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。
(※) 7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。九州エリアの起動費・最低出力費用は来月以降の報告で反映予定）。

(参考) 起動費等・経済差替に伴う事後精算について (2025年4月1日～6月30日)

- 起動費等事後精算及び経済差替に伴う事後精算の実績（2025年4～6月）は以下のとおり。
- 引き続き動向を注視していく。

起動費等事後精算

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
4月	0.5億円	—	0.1億円	—	—	—	0.2億円	—	—
5月	—	—	0.3億円	0.0億円	—	—	0.1億円	—	—
6月	—	—	0.5億円	—	—	—	0.0億円	—	—

経済差替に伴う事後精算

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
4月	—	—	—	0.8億円 (304件)	—	—	—	—	—
5月	—	—	—	1.4億円 (655件)	—	—	—	—	—
6月	—	—	—	1.4億円 (499件)	—	—	—	—	—

(※) 1,000万円未満は0.0億円と記載。
(※) 各一般送配電事業者からの情報提供に基づき事務局にて作成。
(※) 経済差替に伴う事後精算額は、一般送配電事業者から発電事業者への精算額。括弧内は経済差替実施件数。



1. 8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. 東京エリアにおける揚水随意契約について

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（1社・電源1件）について今回御報告する。

B種電源協議の状況（2025年8月22日時点）※

（※）2025年8月22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（前回から追加なし）

協議が整った累計案件数：19件（電源14件、蓄電池VPP5件）

→上記のうち、今回は協議が整った1社・1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）

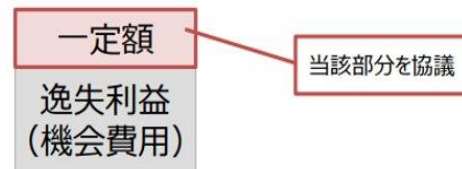
ΔkW 価格 ≤ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等

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、 Δ kW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 Δ kW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、 Δ kW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 1社1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	■ 固定費の内訳は、主に人件費、運転業務委託・メンテナンス費、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	■ 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。 ➢ 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1社1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

- 対象電源について、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。**
- 申請時に協議完了までの必要日数が明らかに確保できていないために経過した期間については、当該期間分の想定約定量は控除せず、申請時の想定約定量を分母として用い単価を算定。

所有する他電源等に関する確認

- 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いることを確認し、**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

- 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は、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実施。今回協議が整った案件については、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。

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

（※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。

一定額 = 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、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 1 社 1 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、固定費の回収対象となる期間が適切であることを確認し、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 1 社 1 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. 8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. 東京エリアにおける揚水随意契約について**

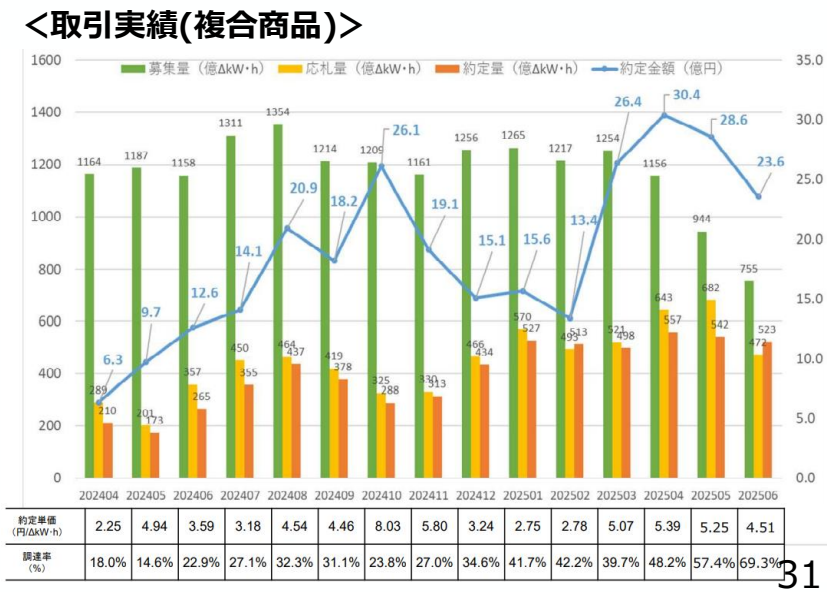
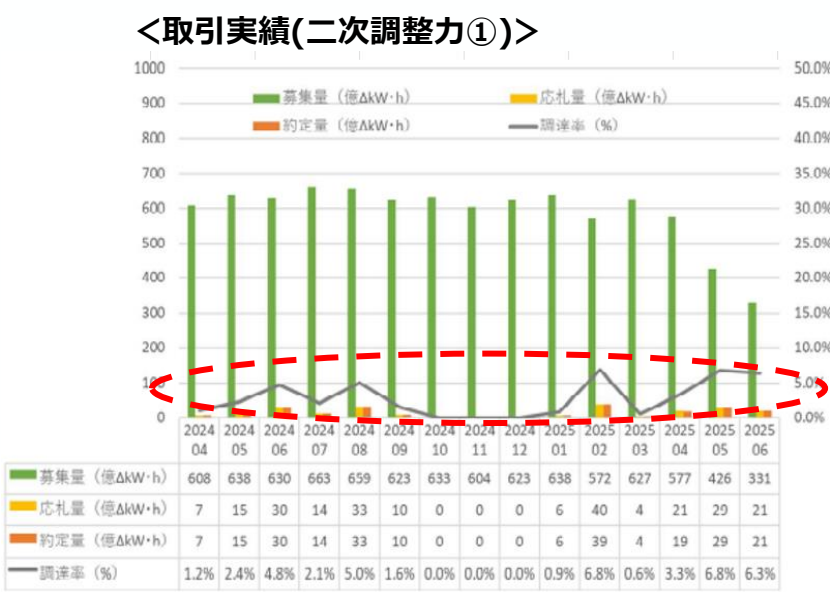
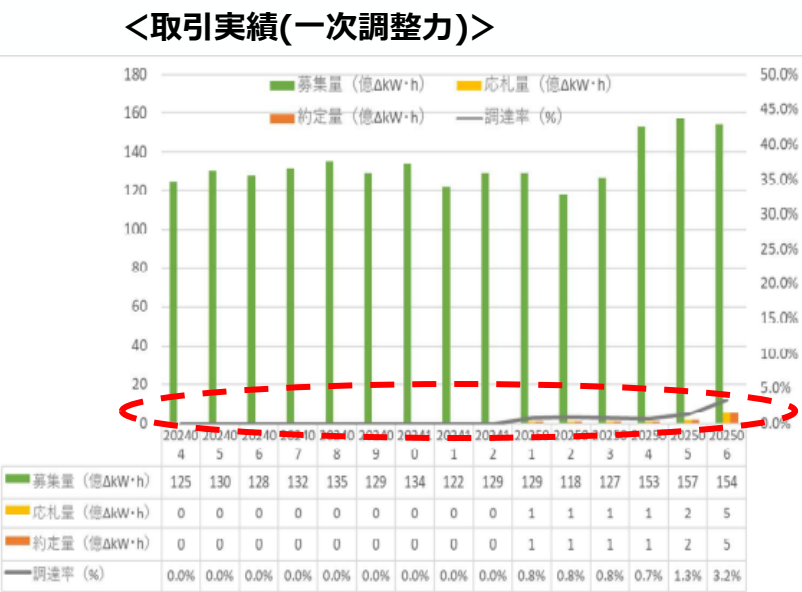
東京エリアにおける揚水随意契約について

- 第3回及び第5回制度設計・監視専門会合（2024年11月、2025年1月）において、**中部エリア**における揚水随意契約に関し、一般送配電事業者による揚水発電の随契調達の意義等について御報告させていただき、次年度（2025年度）に向けた他の一般送配電事業者への横展開等についてご議論いただいたところ。
- また、第7回制度設計・監視専門会合（2025年3月）において**東北エリア**、第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月）において**関西エリア及び北海道エリア**の揚水随意契約についてもお議論いただいた。
- 今回、**東京エリアの2025年度の揚水随意契約**に関して、東京電力パワーグリッドから相談があったため、内容について確認を行った。

東京エリアにおける揚水随意契約について

相談内容 ①調整力確保の必要性

- 東京エリアにおいては、**2024年の全商品取引開始以降より、特に一次調整力及び二次調整力①の応札がほとんどない状態であったため、** 発電事業者と小売事業者の相対契約や起動費の事後精算の運用等の見直しにより**週間取引の応札拡大に向けた取組を進めてきた。**これにより東京エリアでは今年1月以降応札がでてきたものの、依然として他エリアと比較しても調達率が低い状況にある。
- 特に、一次調整力・二次調整力①の調達率が**2024年度～直近2025年6月までの平均で1割にも満たない低水準**にあり、調達未達分は余力活用電源により確保している状況にある。
- 週間商品（複合商品）の約定単価については、**2024年度～2025年6月までの平均で4.39円/ΔkW・hとなっており、レベニューキャップ申請単価（2.19円/ΔkW・h）を上回る状況が継続。**



東京エリアにおける揚水随意契約について

相談内容 ②契約内容（案）

- 東京電力パワーグリッドから相談があった契約内容（案）は以下のとおり。

項目	内容
契約期間	契約時～2026年 3 月
契約容量	市場調達率を勘案して、最大 6 0 万kW（BS機能契約のある揚水発電機 2 台）
契約額	・ TSOへの揚水機貸与に伴い発生するJEPX・EPRX市場取引を基準としたBGの逸失利益相当額を事後精算する。 ・ 全体としてレベニューキャップ申請単価（2.19円/ΔkW・h）を下回る単価で契約予定。
揚水機の運用主体	TSO運用 （池容量においては、BGとTSOで分割して計画・管理）
需給調整市場の調達	発電所運用の制約や市場参加機会の確保なども考慮し、週間商品の募集量から、随契により確保したΔkW分を商品毎に控除（複合商品基準で約 3 割程度）

東京エリアにおける揚水随意契約について

事務局評価

必要性について

- 揚水発電は、短時間での起動停止が容易であり、負荷追従性も高いことから需給調整に用いる電源（調整電源）として非常に有用な電源であり、特に需給調整市場の一次調整力、二次調整力①といった高速商品での利活用が期待されるが、**東京エリアにおいては、高速商品導入当初より、応札拡大に向けた取組を実施しても依然として、低い調達率が継続している。**
- 調達率の低い状況が継続する中、一般送配電事業者が必要な調整力の一部として揚水発電機を需給調整市場とは別に随意契約で予約確保することは、**安定的な需給運用の観点から一定の意義がある**と考えられる。

電源等の参加機会の確保、コストの適切性・透明性について

- 他方、安易に随意契約を行うことは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくないため、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達の考え方」に基づいた対応が求められるところ。
- この点、現状の東京エリアにおいては、高速商品の調達率が1割もなく、また、随意契約による調達量は、複合商品基準で全体の募集量の約3割程度と、市場募集量の上限に達しないことから、揚水随意契約後も電源等の参加機会は一定程度保たれていると考えられる。
- また、随意契約する揚水発電機の Δ kW価格は全体としてレベニューキャップ申請単価（2.19円/ Δ kW・h）以下で契約予定であることから、コストの適切性についても一定程度保たれると考えられる。
- 以上を踏まえ、東京エリアの揚水随意契約については、必要性、コストの適切性・透明性の観点から有用であり、電源等の参加機会も一定程度保たれていると考えられることから認めることとしたい。なお、コストの適切性・透明性を確保する観点からは、引き続き、監視等委員会事務局において、契約価格および相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行い、本会合で報告することとしたい。

【参考】一般送配電事業者が行う調整力公募調達に係る考え方

(10) 必要量まで確保できなかった場合（電源Ⅰ）

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

イ) 募集期間を新たに設定して再募集

ロ) 不足量については短期契約の公募調度を別途実施

ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくない。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量(kW)、容量(kW)価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ)又はロ)の対応をする。

■ 上記のハ)の方法で調達が行われた場合、ハ)の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。

(出典) 一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方 (令和3年4月15日)
<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210415.pdf>