

需給調整市場の運用等について

第11回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年7月25日（金）



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

1. 7月中旬までの需給調整市場の動き

2. 需給調整市場の監視状況の報告

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～7月10日）

前日取引の概況（4～5月は確報値、6～7月は速報値）

- 6月の平均約定単価は、多くのエリアで1円未満となった。5月は他エリアに比べ高値となっていた**東京エリア**についても、前月と比較して**低下（5月：3.12円→6月：1.21円）**した。
- 最高約定単価は**中部・北陸エリアで200円、九州エリアでは197円、東北エリアでは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	0.85	0.64	0.53	0.43	0.36	1.19
	6月	0.48	0.90	1.21	0.57	0.52	0.59	0.45	0.36	1.61
	7月※2	1.12	0.72	0.97	1.58	0.78	0.56	0.57	0.37	1.44
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※2	49.00	89.00	200.00	200.00	65.54	65.54	89.00	89.00	89.00
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※2	0.34	0.34	0.03	0.33	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	9.69	1.48	0.12	0.98	0.32	0.28	3.63
	6月	0.22	1.34	3.60	0.80	0.09	0.69	0.26	0.18	3.93
	7月※2	0.18	0.20	0.87	0.72	0.02	0.36	0.03	0.08	0.70
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	298,426	139,380	18,085	117,857	57,585	51,694	244,117
	7月※2	16,146	28,174	89,971	45,447	2,831	64,479	4,613	22,570	48,772

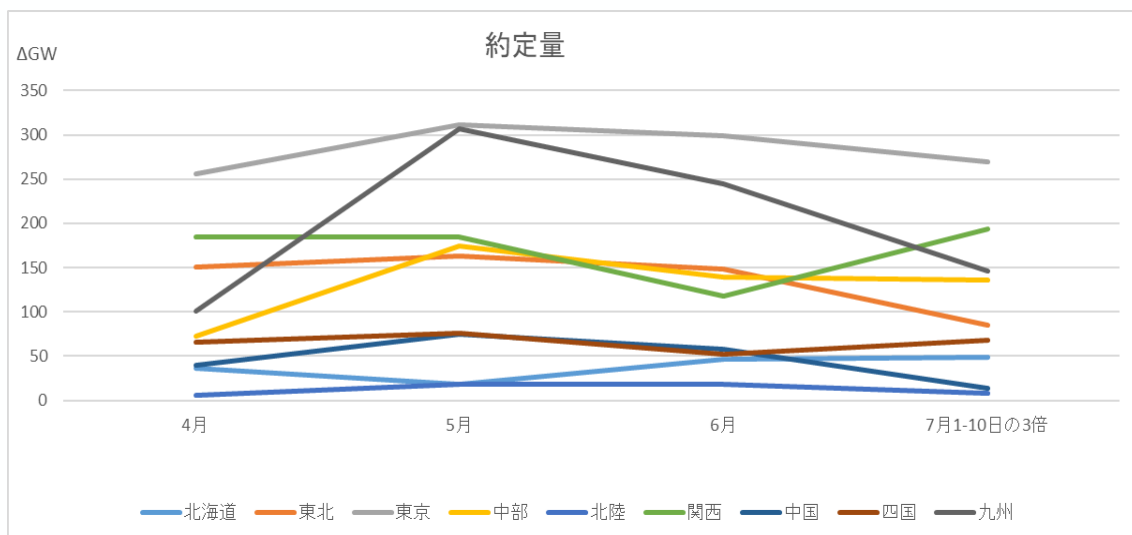
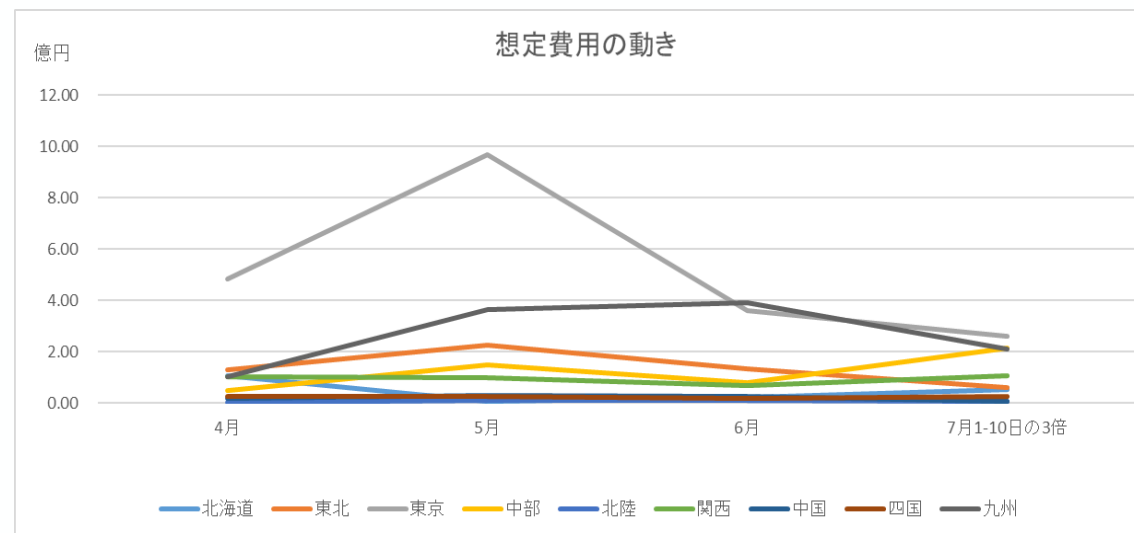
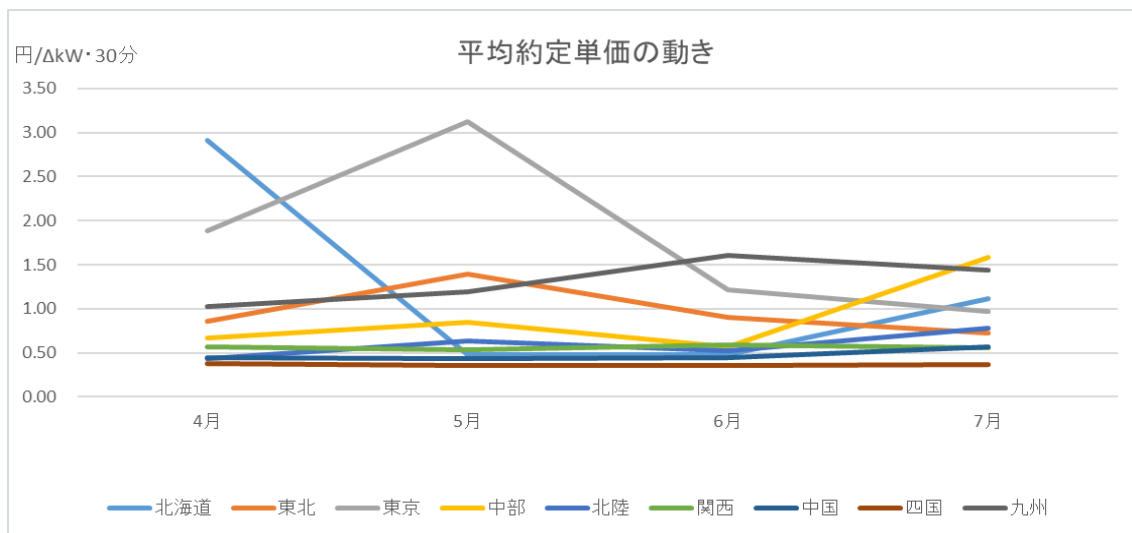
(※1) 平均約定単価は、「想定費用/約定量合計」で算出。

(※2) 7月は7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。

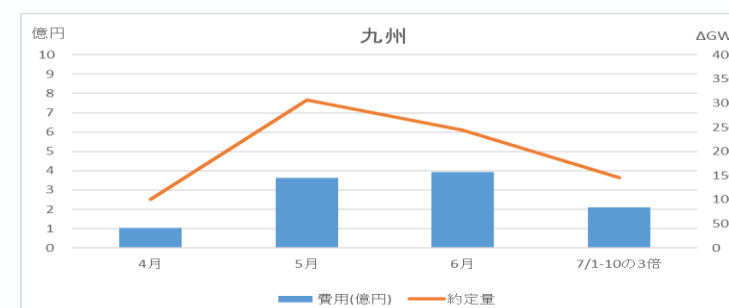
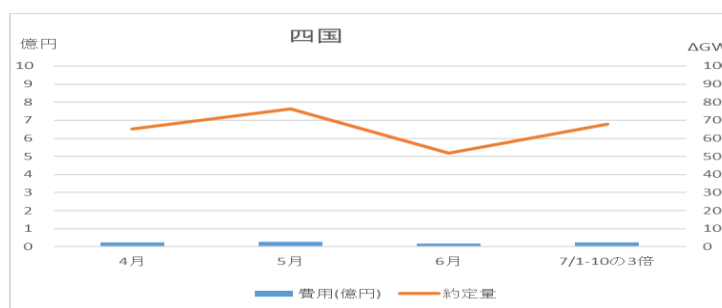
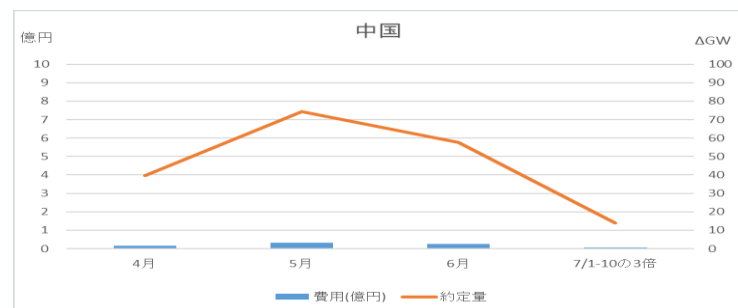
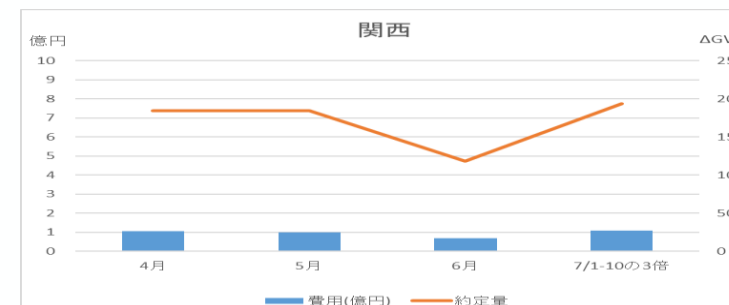
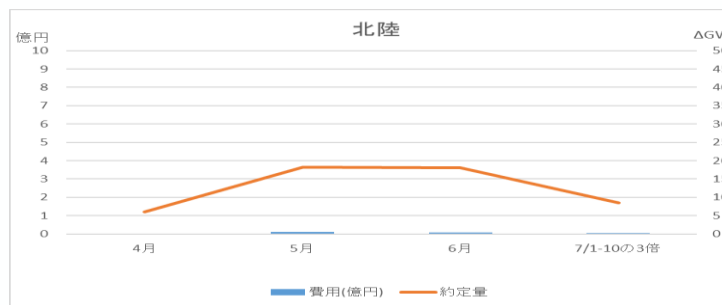
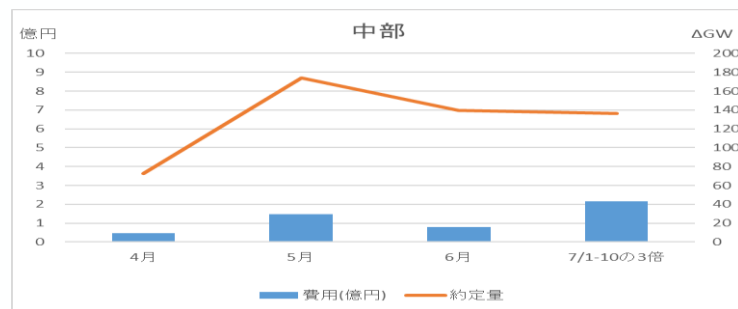
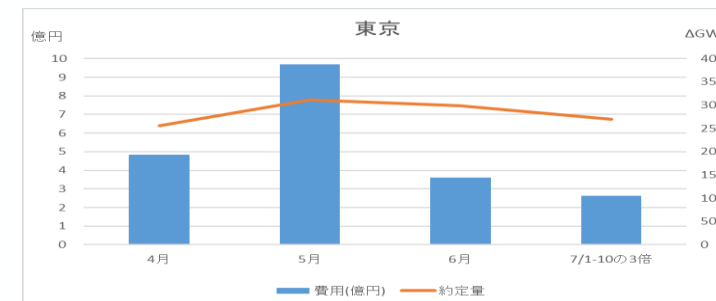
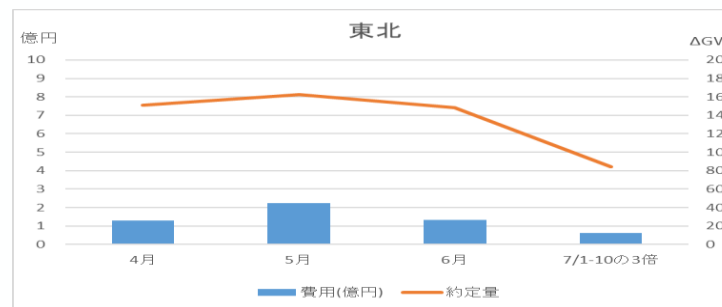
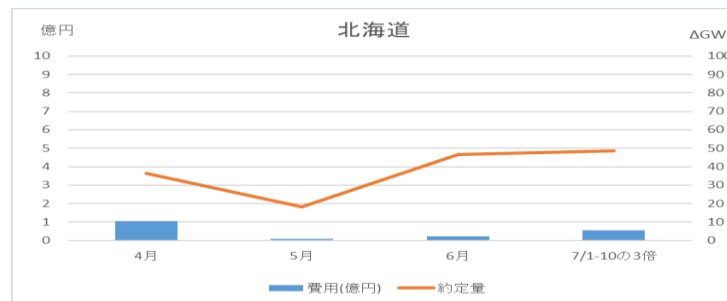
EPRXデータより事務局にて作成。

(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、7月は7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



(※) 7月は7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～7月10日）

週間取引の概況（4～5月は確報値、6～7月は速報値）

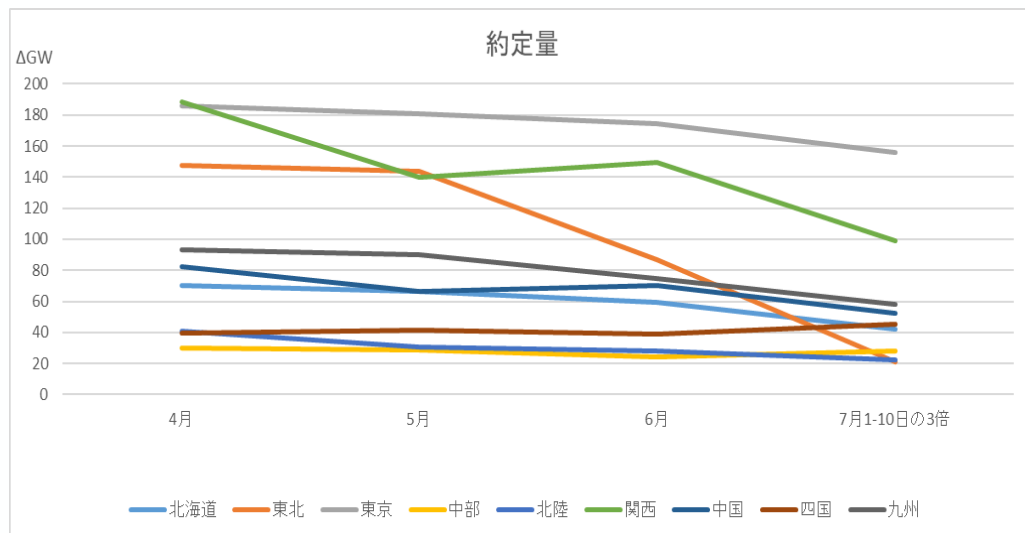
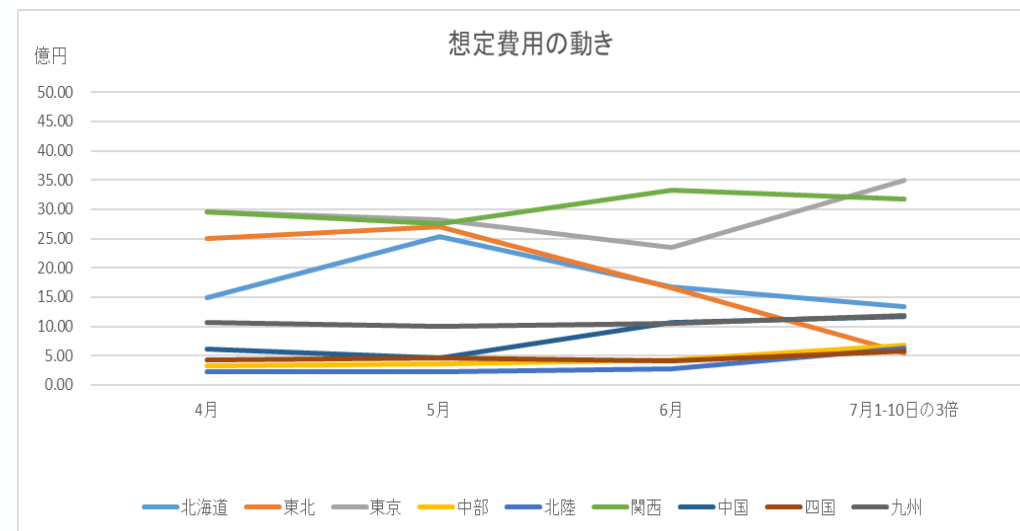
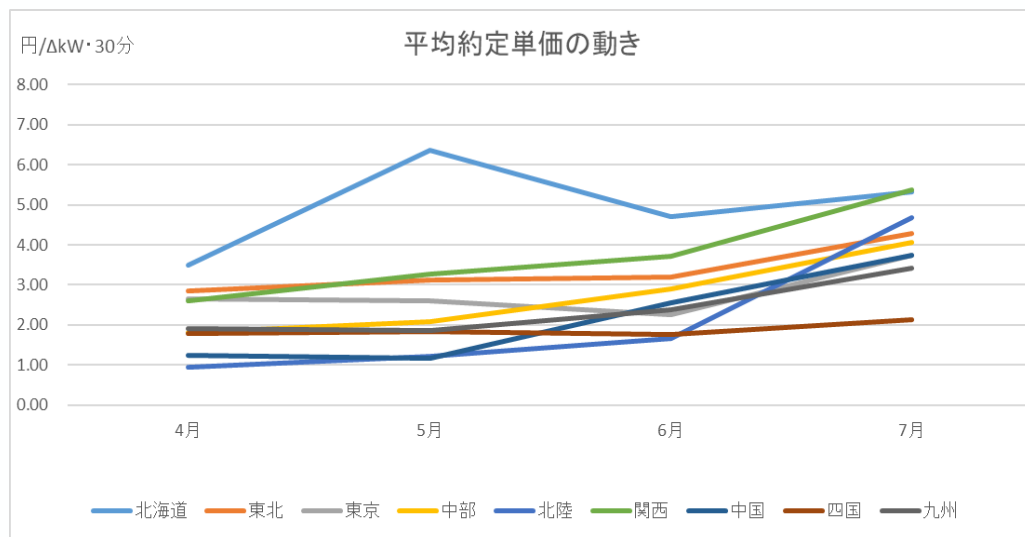
- 週間取引では、6月14日受渡分以降、準備が整ったエリアから順次、市場外調整力として自然体余力の控除が開始されたこともあり、**関西・中国を除く7エリアで6月の約定量が減少**した。（※）自然体余力の控除開始日は、北海道：7/5受渡分以降、関西：6/21受渡分以降、その他7エリア：6/14受渡分以降。
- **6月の想定費用**は、**東北・東京・四国エリアでは前月と比べ減少**したが、自然体余力の控除開始間もない**関西エリアは、9エリアで最も高く、30億円を超えていた**。**中部・北陸・九州エリアでは約定単価の上昇**があり、**想定費用は前月と比べ増加**した。
- 最高約定単価は、**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。
- 7月以降は、ひと月通して自然体余力の控除による影響がみえてくることに加え、北海道・関西エリアでも揚水随意契約が開始されることから、引き続き動向を注視していく。

		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	4.70	3.19	2.25	2.91	1.65	3.72	2.54	1.76	2.37
	7月※2	5.32	4.28	3.73	4.06	4.68	5.37	3.74	2.14	3.41
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	19.51	16.47	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51
	7月※2	19.51	16.47	19.51	19.51	14.50	19.51	19.51	12.80	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※2	0.36	0.81	0.35	0.35	0.35	0.35	0.36	0.35	0.36
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	16.77	16.59	23.57	4.25	2.80	33.32	10.74	4.14	10.60
	7月※2	4.47	1.81	11.64	2.27	2.12	10.60	3.92	1.95	3.96
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	174,302	24,278	28,269	149,381	70,437	39,224	74,471
	7月※2	14,021	7,064	52,022	9,322	7,551	32,926	17,470	15,137	19,325

（※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。

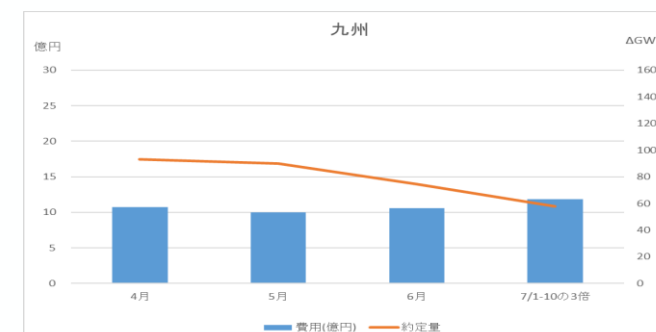
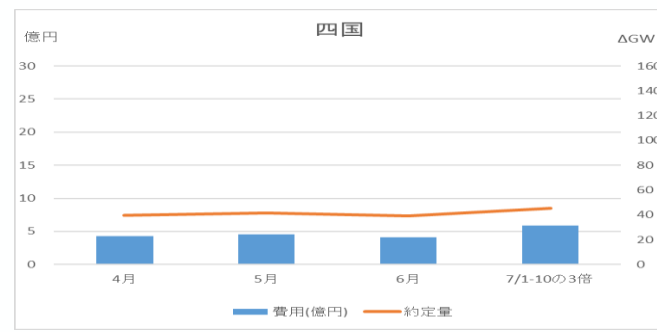
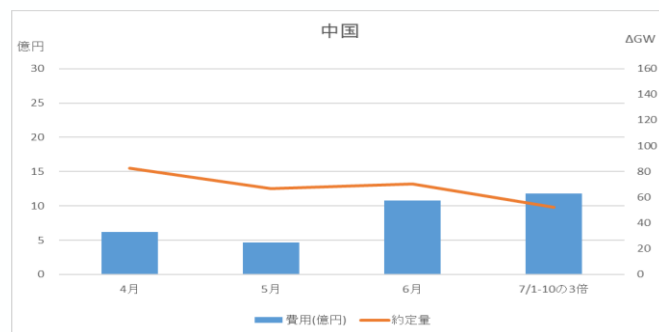
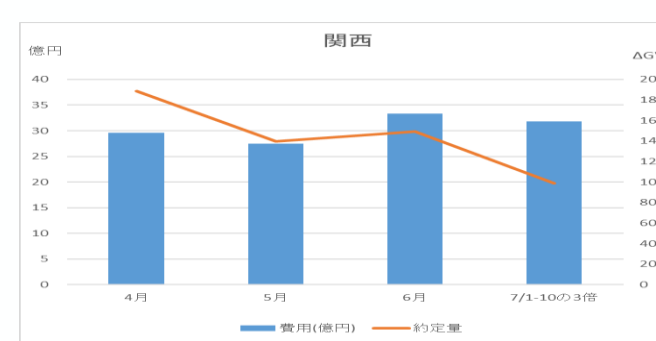
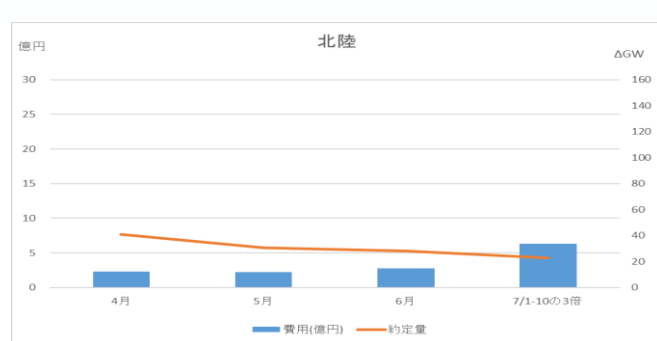
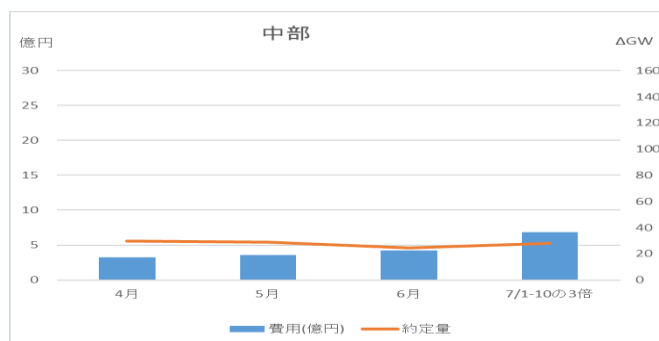
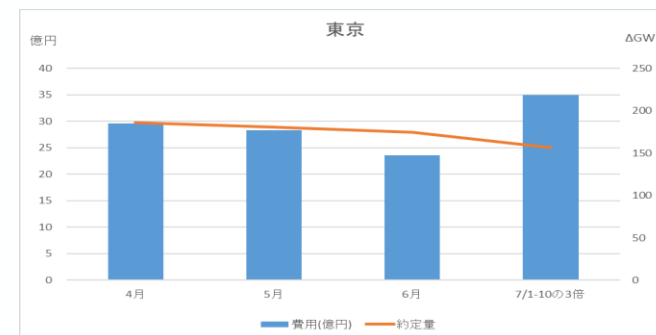
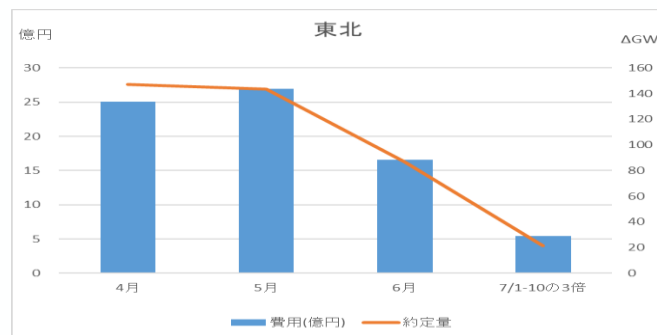
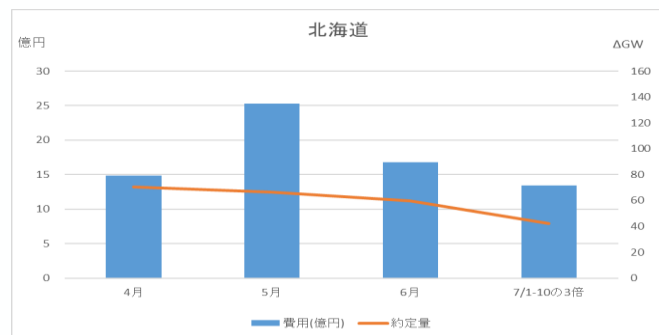
（※2）7月は7月1日～10日までのデータを使用。（※3）想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

(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、7月は7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



(※) 7月は7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～7月10日）

- 2025年4月1日～7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（※1）。

（※1）2025年6月14日取引分以降、準備が整ったエリアから順次、週間商品の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を踏まえ、今回から、調達率のグラフに募集量及び応札量を追加。

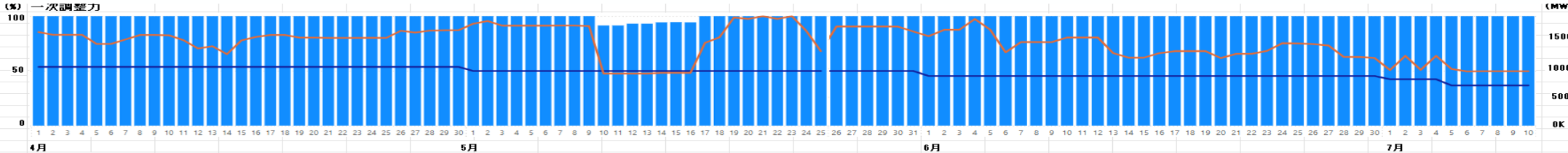
- **一次調整力**については、**北海道エリア**に加えて、**中国・四国エリア**で**応札量が募集量を上回る機会が増加**してきたものの、**依然として多くのエリアで未達が多い状況が継続**。
- **複合商品**（※2）について、**東京など一部のエリア**では、自然体余力の控除が開始された6月14日以降も**応札量が募集量を下回っている状態が継続**している。一方で、複合商品の**応札量が募集量を上回る機会が増加**しているエリアも見られるが、約定単価や調達費用の動向については引き続き注視が必要と考えられる。

（※2）需給調整市場の複合商品の必要量は、調整力の不等時性（調整力の必要となるタイミングが必ずしも等しくないこと）を考慮し、各商品（一次～三次①）の合計値より少ない合成値で設定することで、落札価格や調達量の低減が図られている。また、調整力については、一つの商品区分ではなく、複数の商品区分の調整力を具備していることが一般的であるため、**需給調整市場の週間商品に入札される調整力の大半は、複合商品として入札**されている（例外として、蓄電池については一次調整力のみで入札されるケース等あり）。このため、**市場競争状況の分析にあたっては、複合商品の募集量と応札量をみる**ことが重要と考えられる。

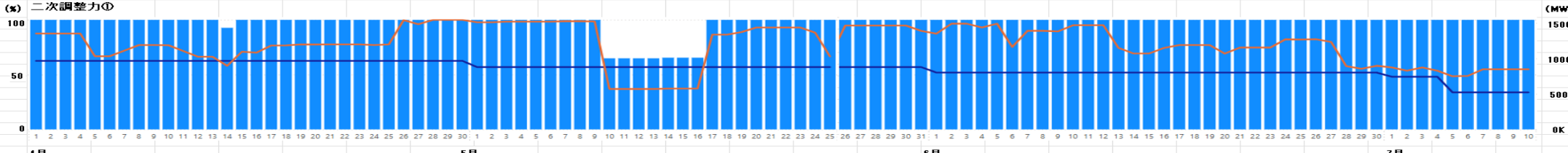
- また、7月以降は、中部・東北エリアに加え、北海道・関西エリアでも揚水随意契約が開始されることから、引き続き状況を注視していく。

北海道エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年7月10日)

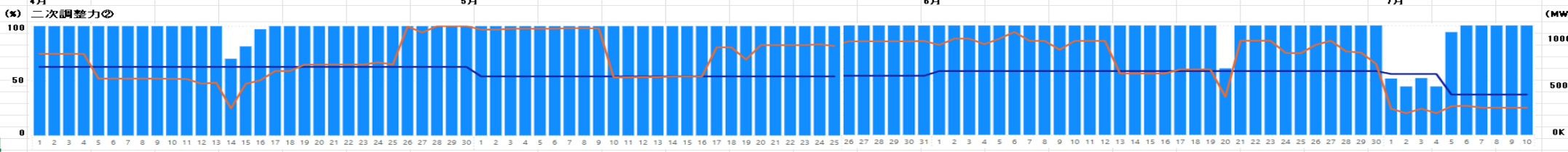
一次調整力



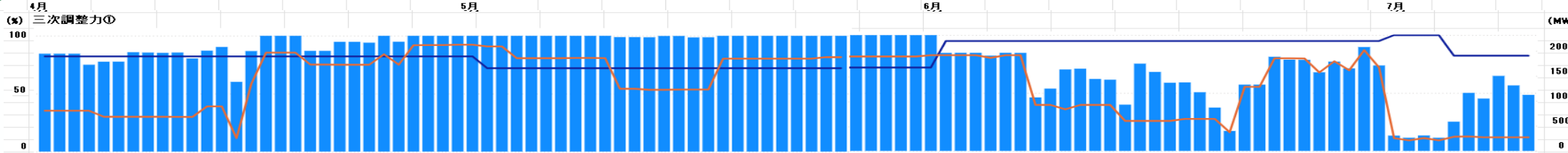
二次調整力①



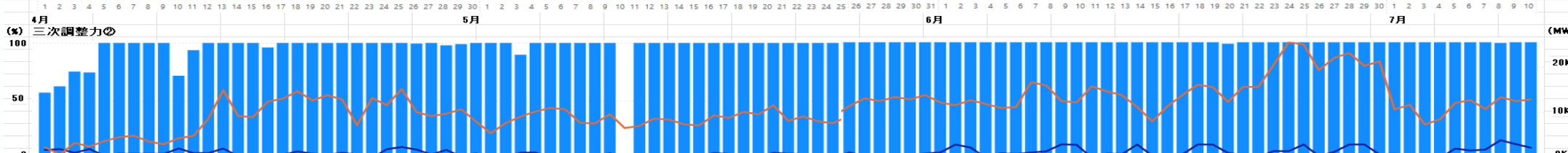
二次調整力②



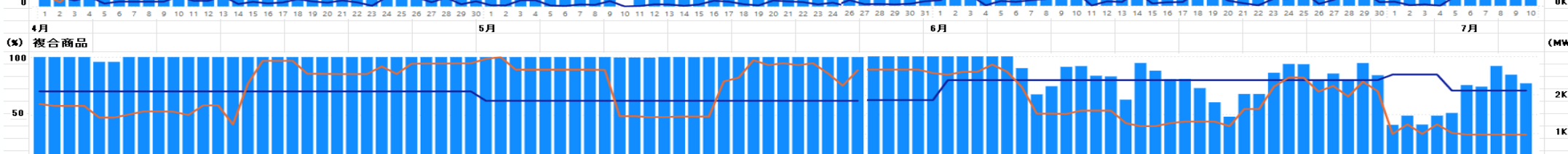
三次調整力①



三次調整力②



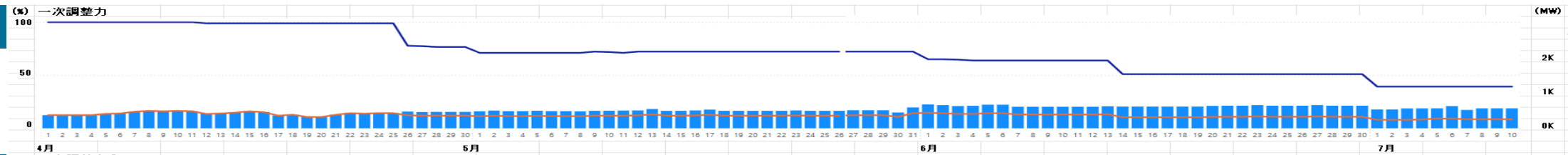
複合商品



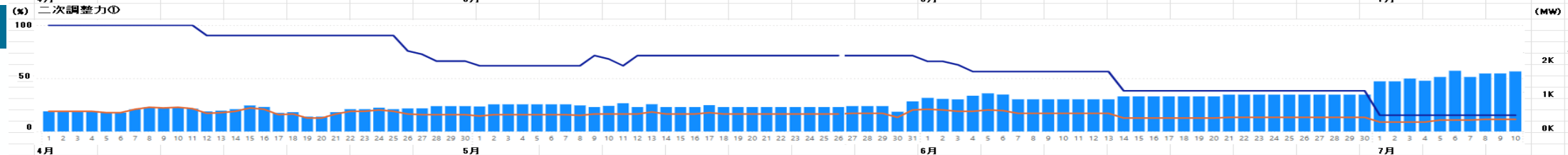
(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

東北エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年7月10日)

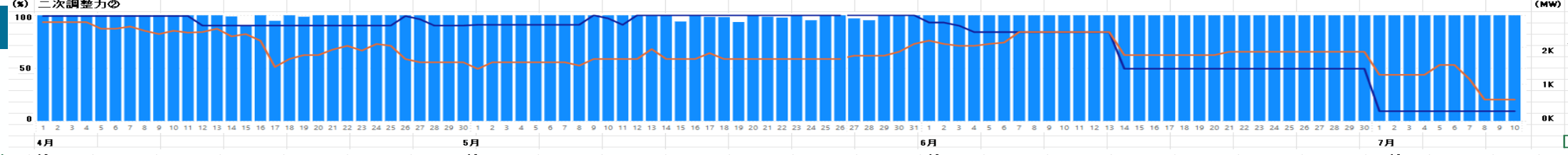
一次調整力



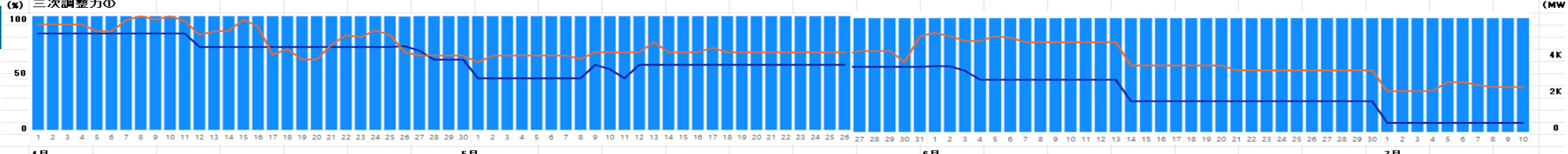
二次調整力①



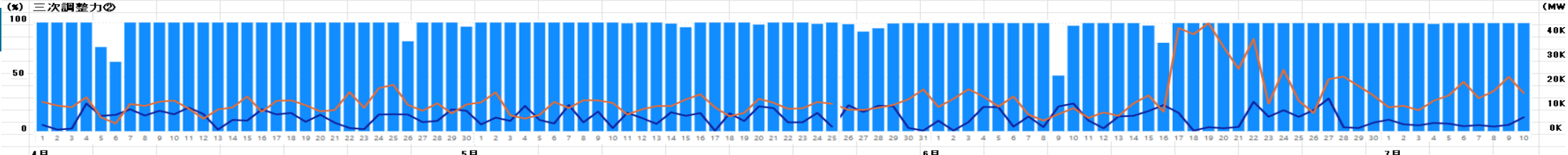
二次調整力②



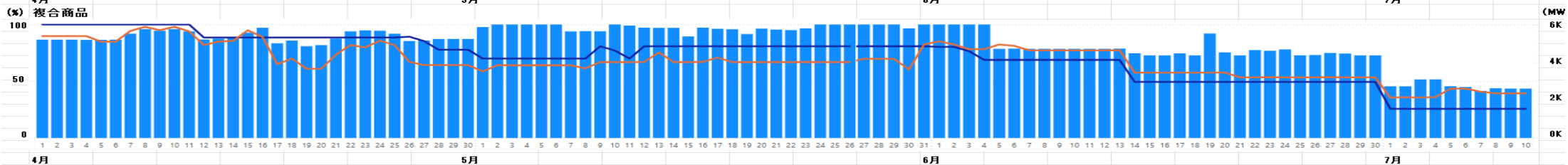
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

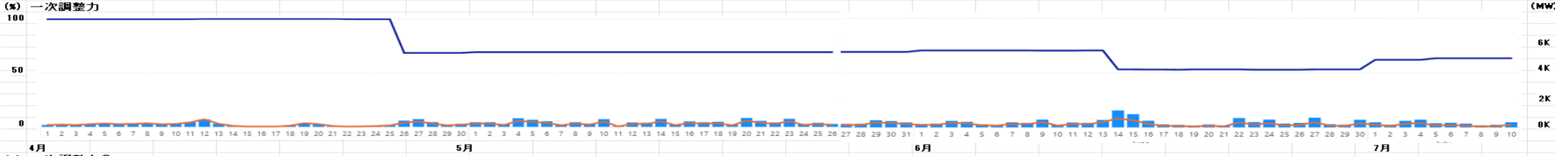


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

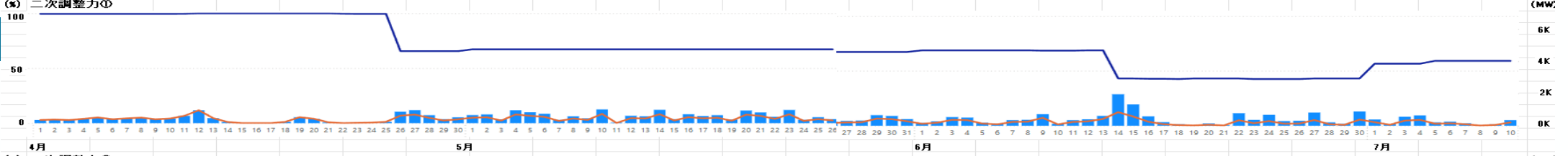
東京エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年7月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

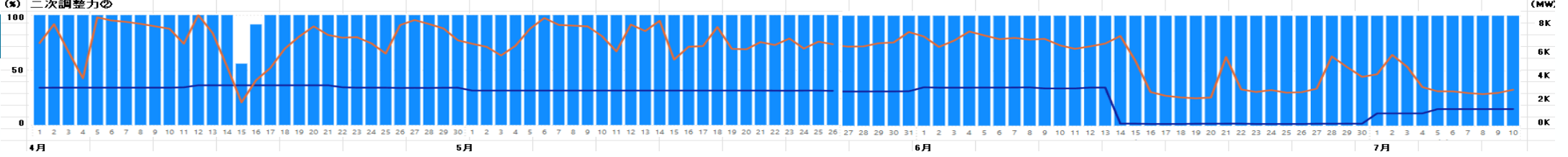
一次調整力



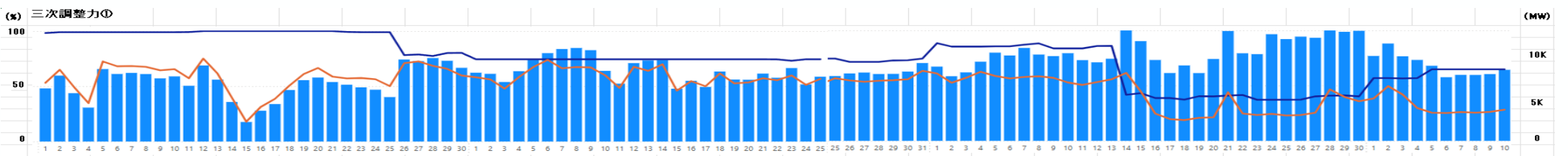
二次調整力①



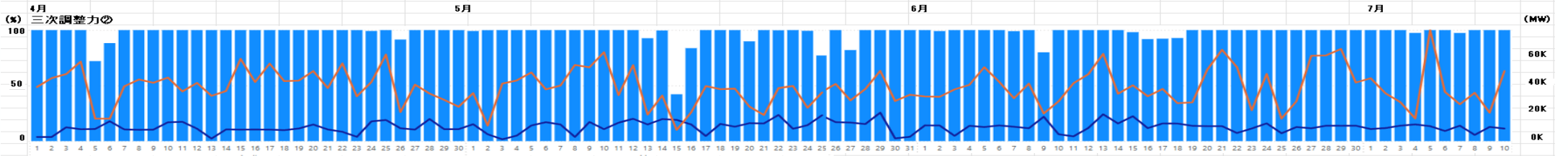
二次調整力②



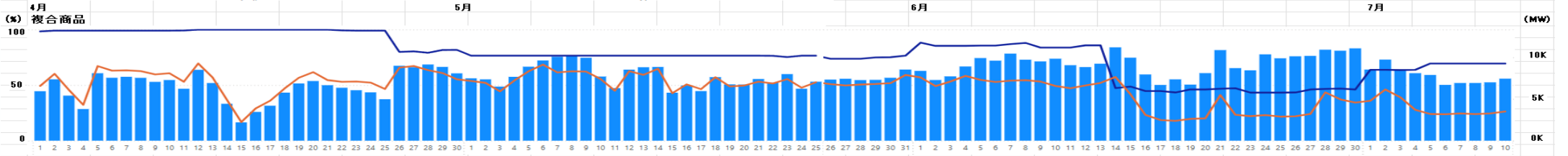
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

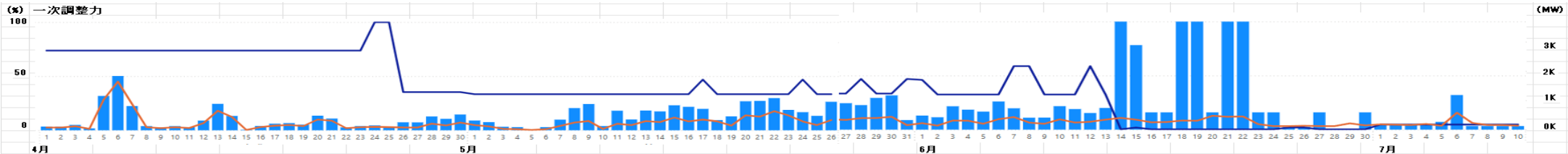


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

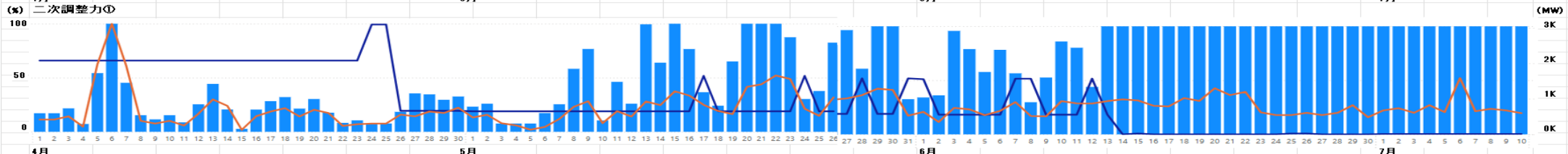
中部エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年7月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

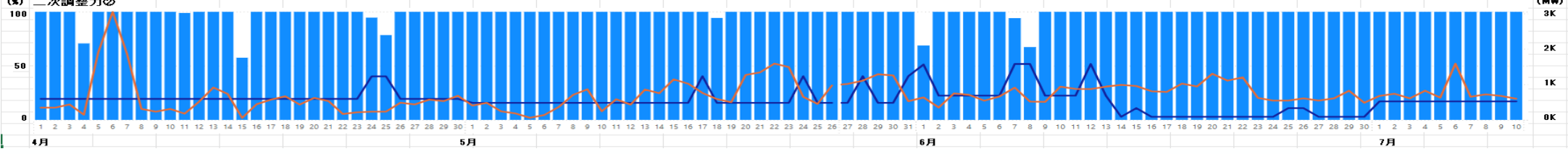
一次調整力



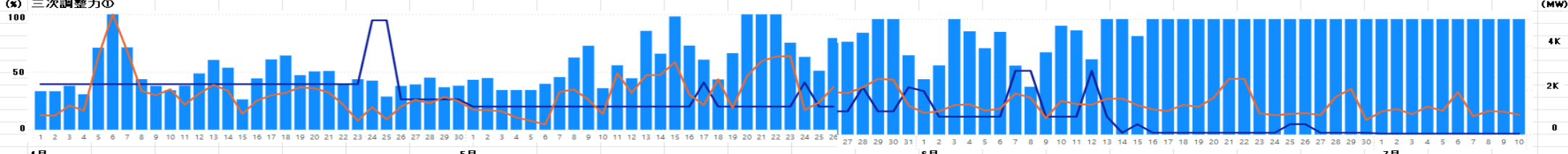
二次調整力①



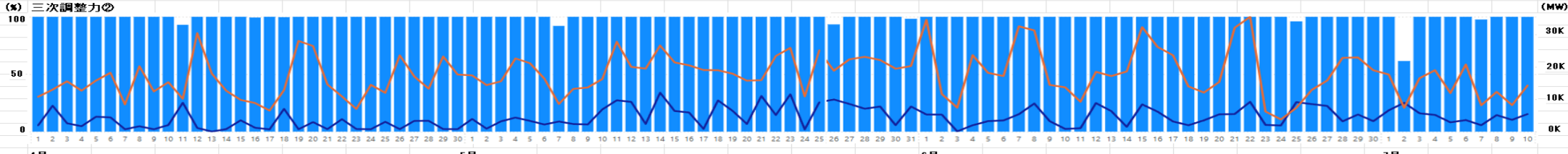
二次調整力②



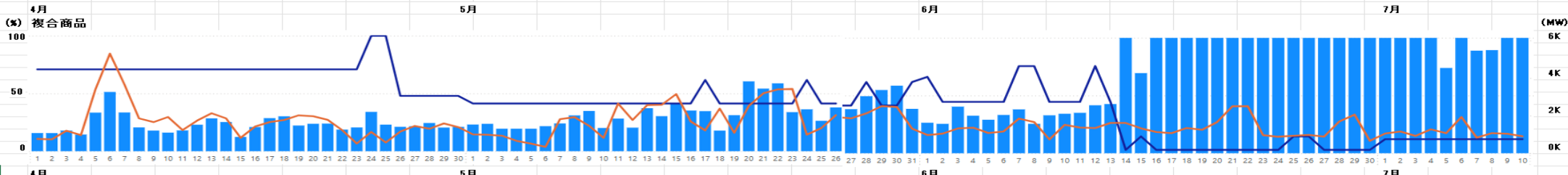
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

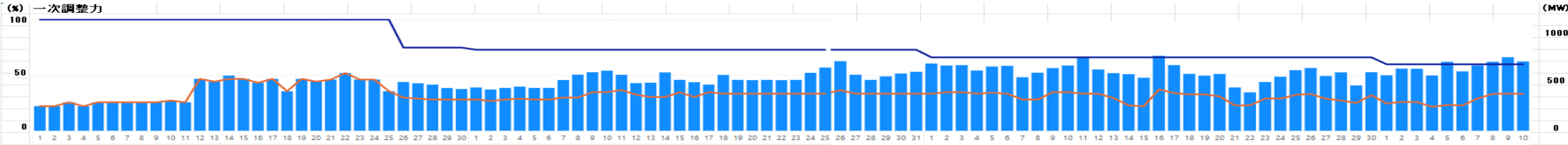


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

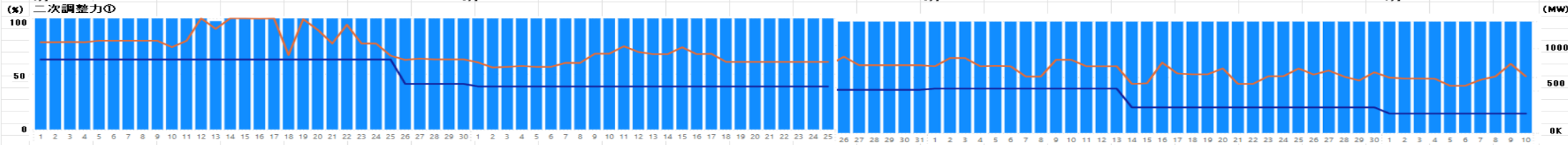
北陸エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年7月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

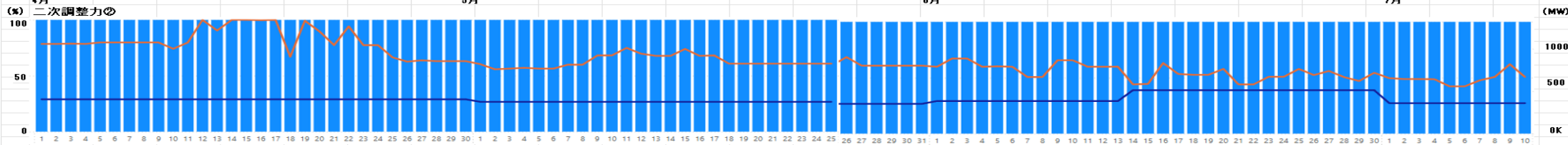
一次調整力



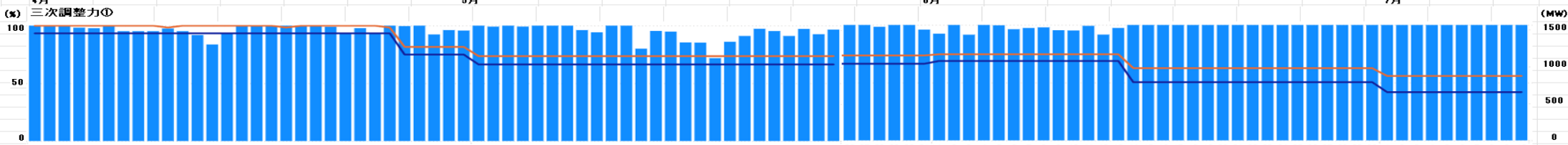
二次調整力①



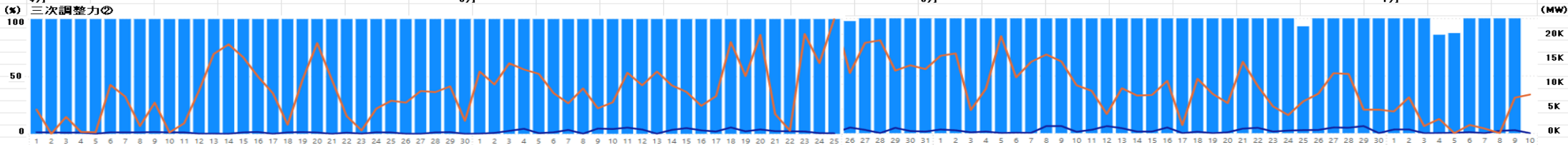
二次調整力②



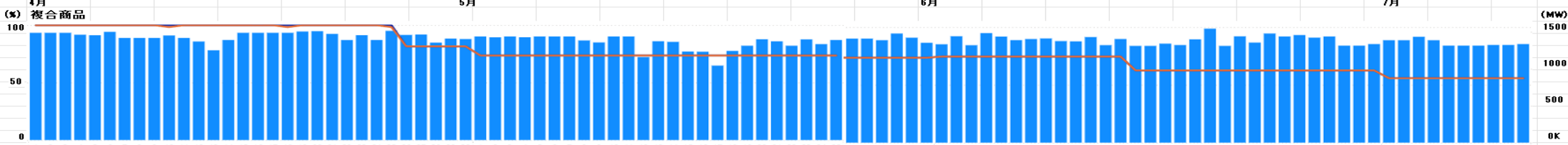
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

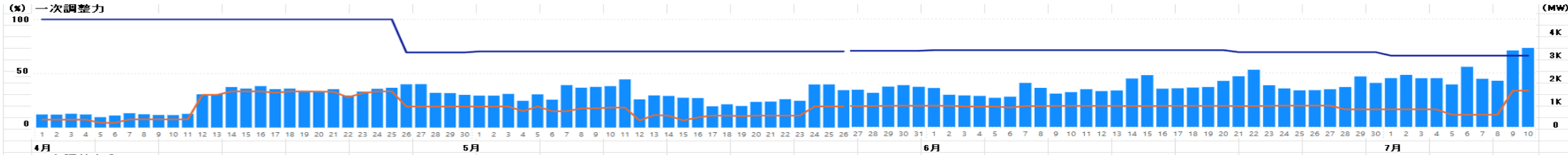


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

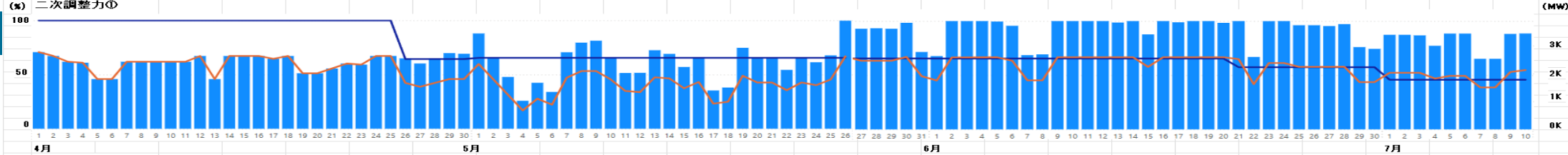
関西エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年7月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

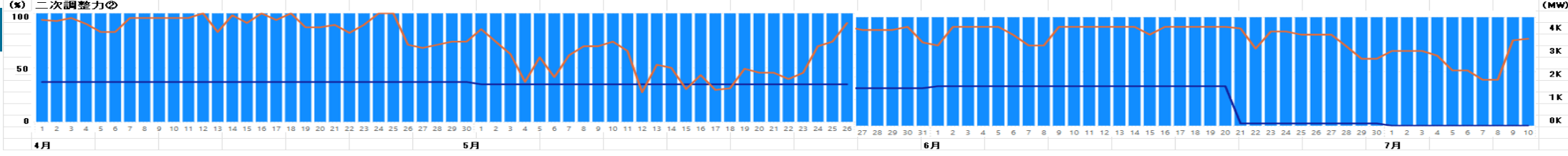
一次調整力



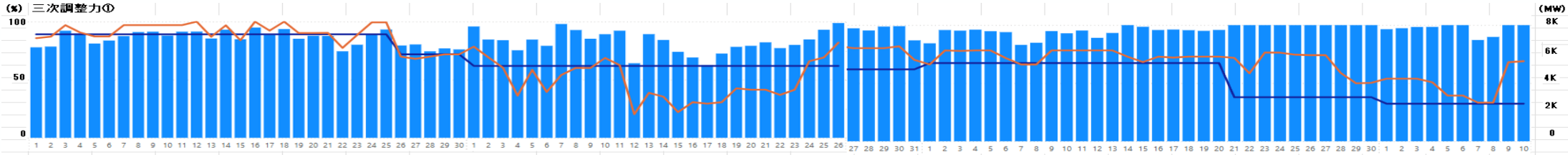
二次調整力①



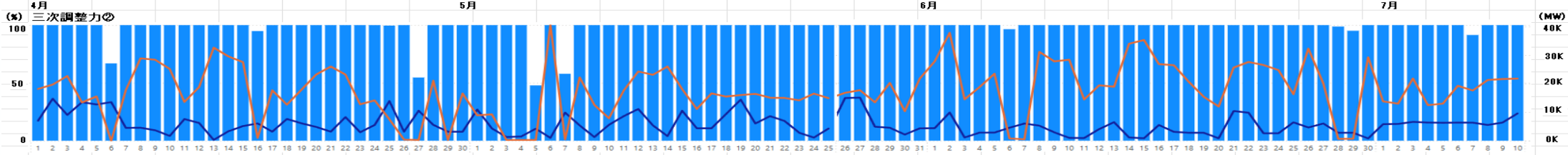
二次調整力②



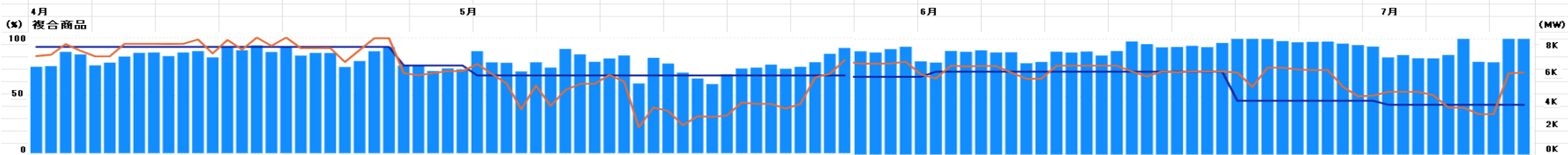
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

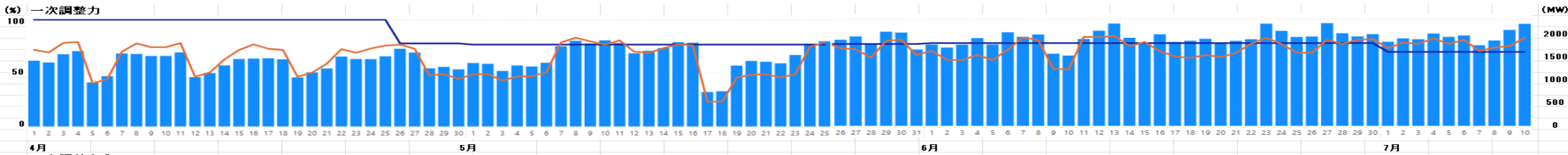


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

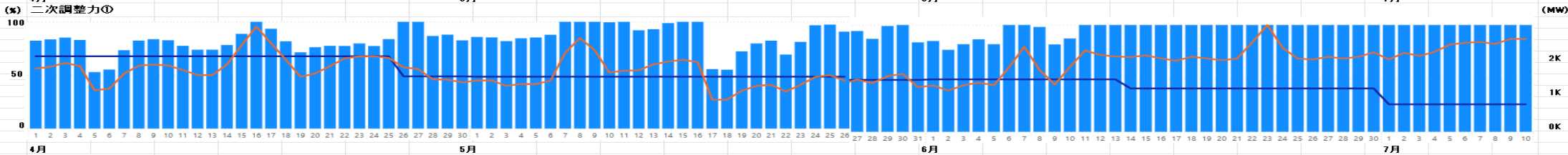
中国エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年7月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

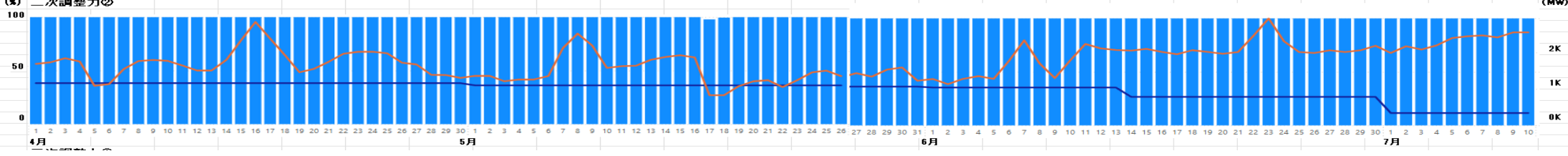
一次調整力



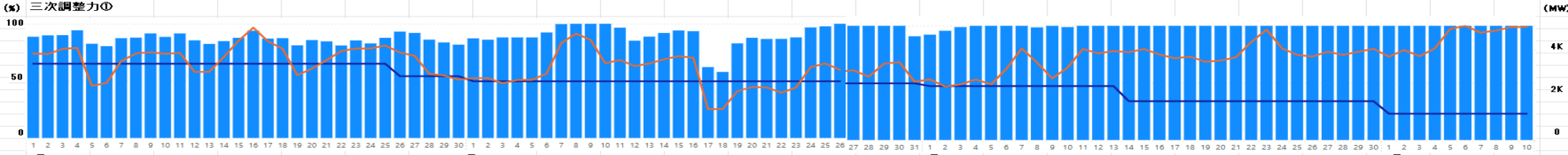
二次調整力①



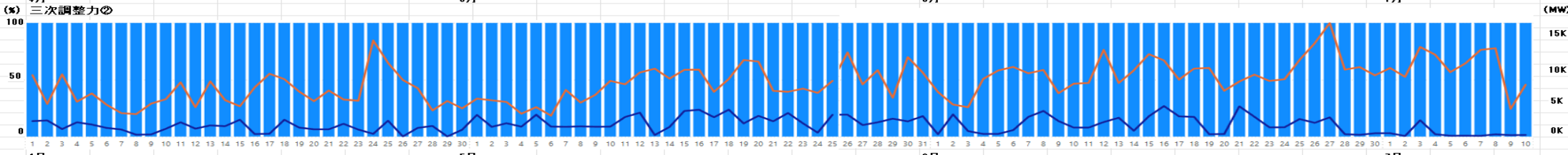
二次調整力②



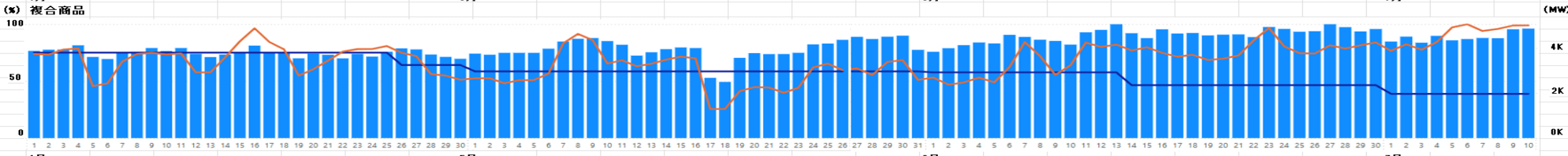
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

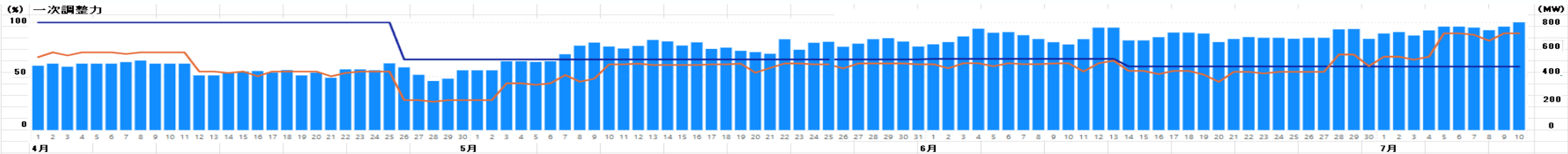


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

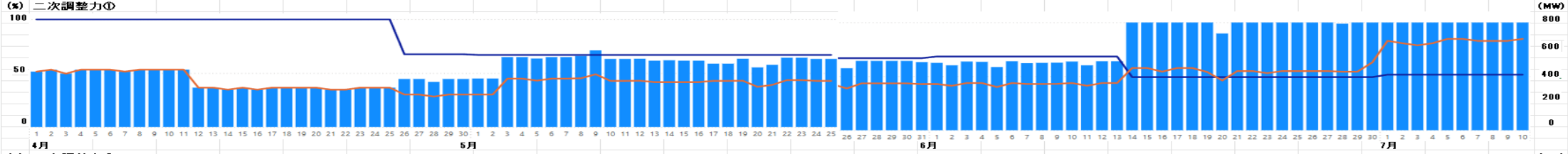
四国エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年7月10日）

●調達率 ●MW募集量 ●MW応札量

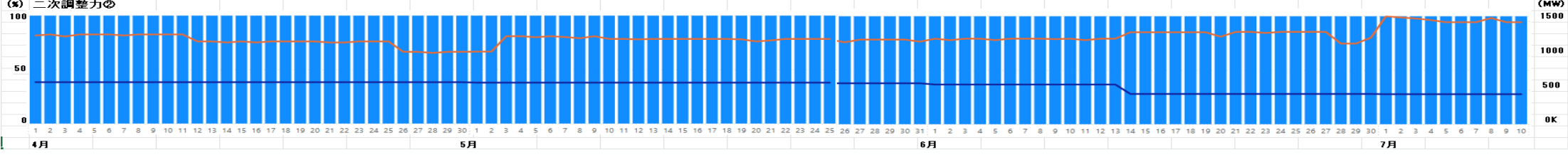
一次調整力



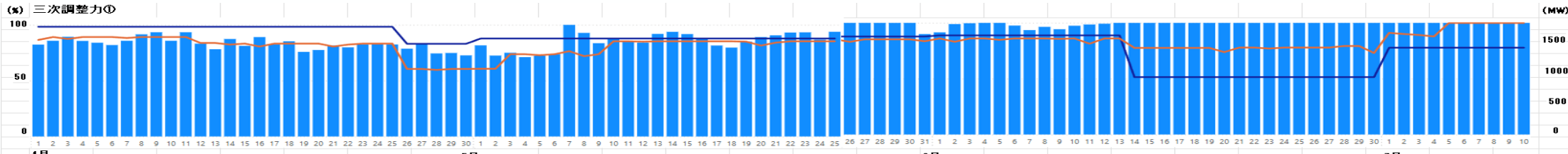
二次調整力①



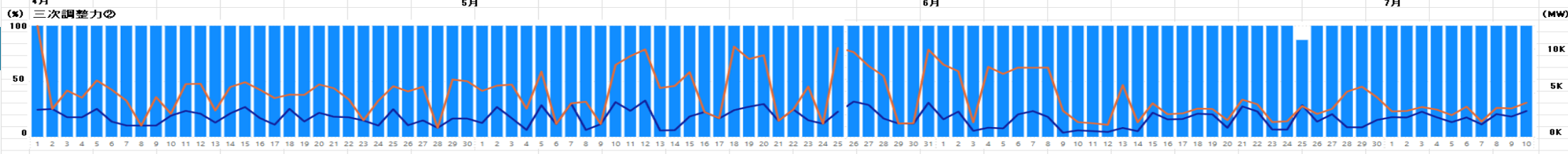
二次調整力②



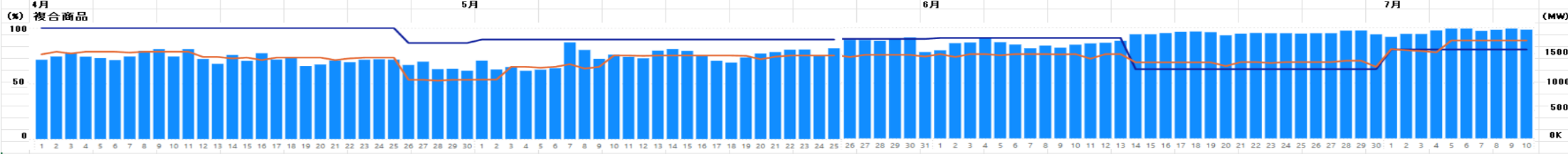
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

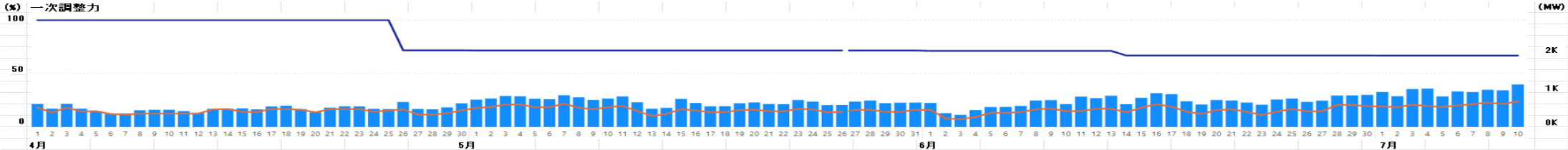


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

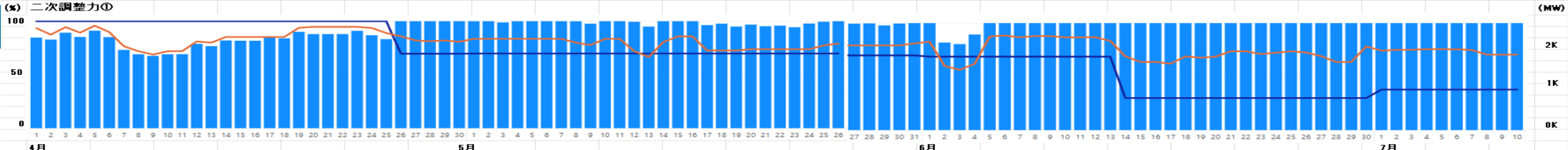
九州エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年7月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

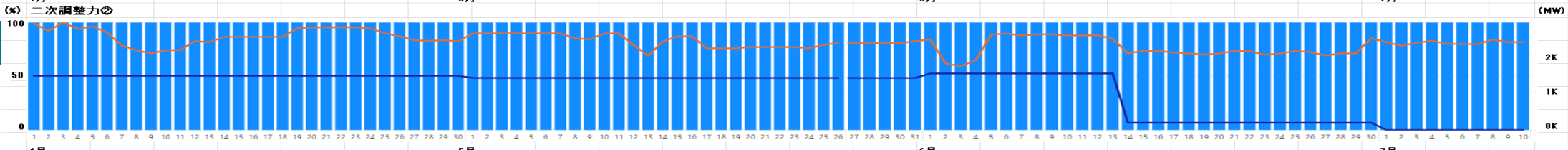
一次調整力



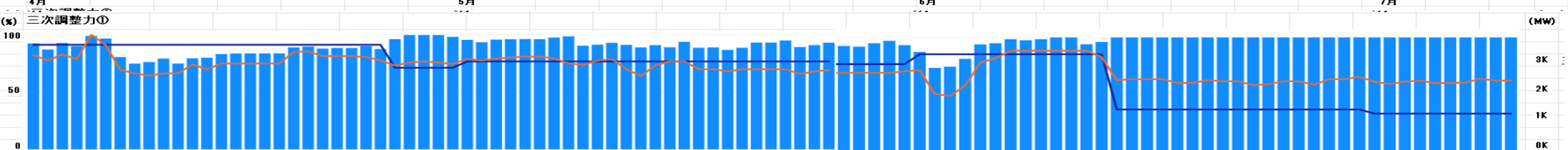
二次調整力①



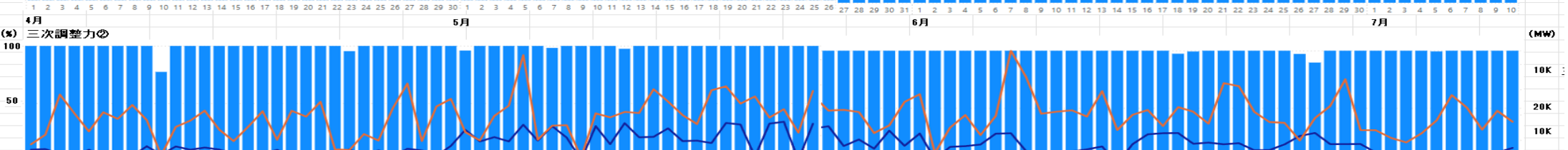
二次調整力②



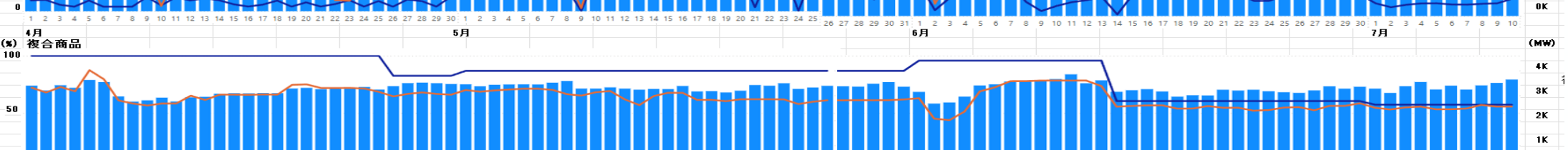
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

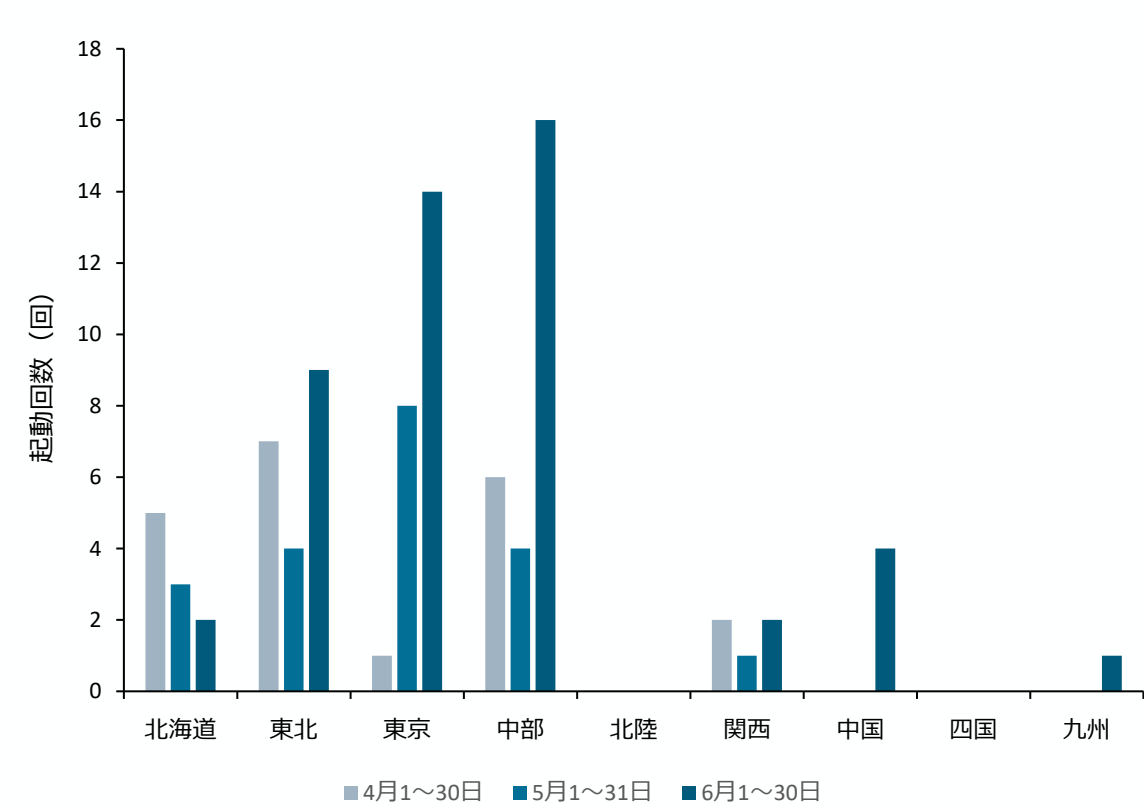


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

(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～6月30日)

- 2025年6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）（6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	1.3億円	7.0億円	3.2億円	0.8億円	－

	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	－	－

(※) 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。
(※) 6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～5月31日)

- 今年度から開始された、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4～5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	—	—

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)	—	—	—	—	—

(※) 100万円未満は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. 7月中旬までの需給調整市場の動き

2. 需給調整市場の監視状況の報告

需給調整市場の監視状況の報告

概要

- 第9回制度設計・監視専門会合（2025年5月）において、需給調整市場システム（以下、「MMS」という。）に1つの出力帯のみV1・V2を登録（すなわち、全ての出力帯においてV1・V2を同一価格で登録）していた事業者が限界費用を増分燃料費ではなく発電単価と捉えて算出していた事案を御報告させていただいた。
- 今般、MMSに登録されている火力電源のうち、1つの出力帯のみV1・V2を登録している事業者が複数いることが判明したことから、該当事業者に対し、限界費用の考え方について調査を実施。
- 調査の結果、第9回専門会合で御報告した事業者と同様に、**限界費用を発電単価と捉えていた事業者に対しては、見直しを求めているところ。**他方、**限界費用に増分燃料費を適用しているものの、その捉え方に誤りがあった事案が新たに判明したため、次頁で詳細を御報告させていただきます。**

第9回制度設計・監視専門会合（2025年5月）資料4

第1回制度設計・監視専門会合 資料8（2024年9月）

需給調整市場の監視状況の報告

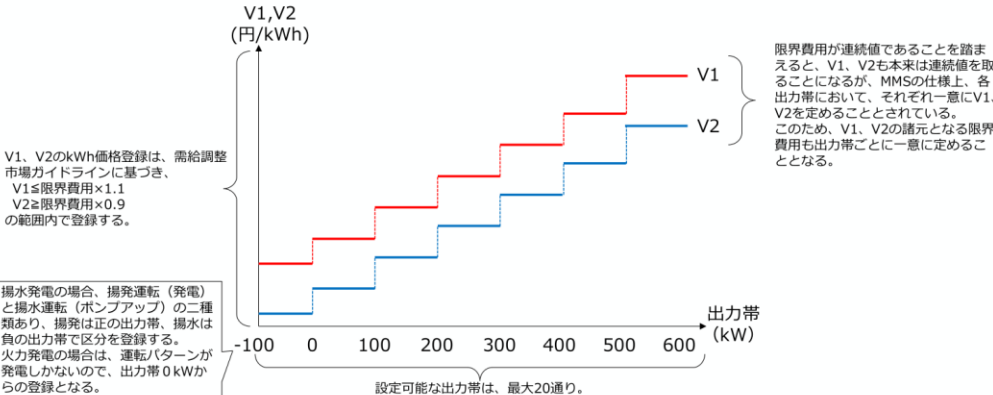
事案2：限界費用の考え方の誤り

- MMSでは、一般送配電事業者が運用する調整力（調整力kWh市場）の上げ調整価格（V1）、下げ調整価格（V2）は、任意の各出力帯ごとに登録することとされている（最大20の出力帯の価格を登録可能）。
- また、各出力帯のV1、V2は、出力帯の増加に伴い単調増加となるよう登録を求めるシステム仕様となっている。これは、限界費用が増分燃料費（出力を1単位上昇させる際に追加的に発生する燃料費）の考え方を基本として、出力の上昇に伴い費用が増加することに起因している。
- このため、通常、V1、V2は、複数の出力帯において**出力帯の増加に伴い単調増加**となるように登録されることになるが、ある事業者の火力電源において、1つの出力帯のみV1、V2を登録（すなわち、全ての出力帯においてV1、V2を同一価格で登録）していることが確認された。このため、その理由をヒアリングしたところ、**当事業者は限界費用を増分燃料費ではなく発電単価と捉えて算出していた。**
- 発電単価は、出力1単位あたりの平均費用であり、一般的には出力帯の増加に伴い単調減少し、定格出力で運転維持するのが最も安価となる。当事業者は、MMSの仕様上、V1、V2の登録ができないことから、低出力帯における価格の高いV1、V2を1つのみ登録していたとのこと。
- 需給調整市場ガイドラインにおける火力電源の限界費用は増分燃料費等であるため、当事業者に対しては、限界費用の考え方について説明し、**見直しの検討を求めているところ。**

（参考）調整力kWh市場における調整力のkWh価格登録

- 調整力kWh市場では、発電事業者等が、任意に設定する出力帯ごとにV1とV2をゲートクローズまでにMMSに登録することとされている。

V1、V2のkWh価格登録



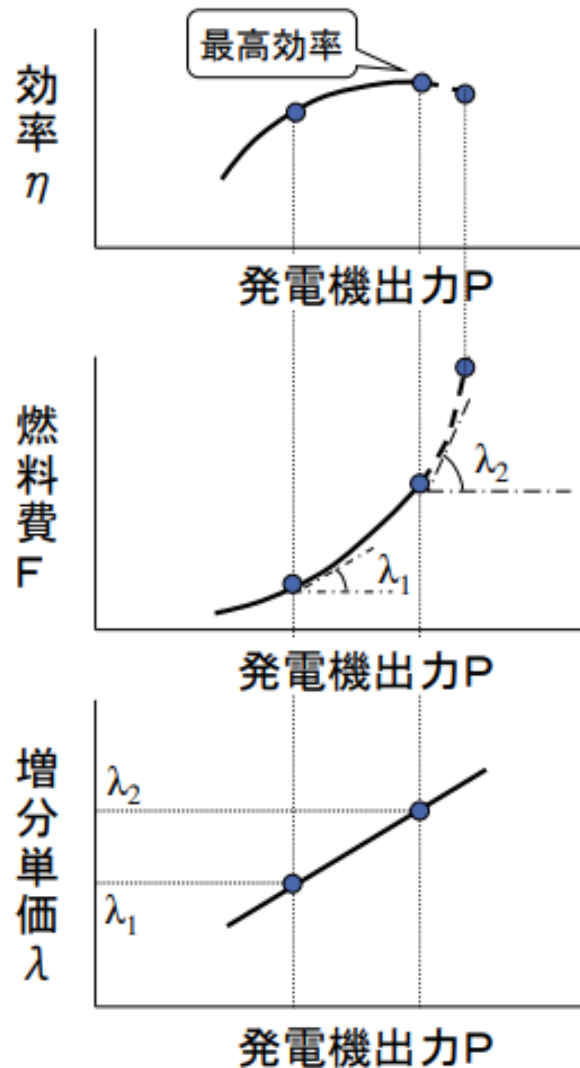
需給調整市場の監視状況の報告

事案：増分燃料費の捉え方の誤り

- MMSでは、V1・V2は、出力帯の増加に伴い単調増加となるよう登録を求めるシステム仕様となっている。これは、**限界費用が増分燃料費（出力を1単位上昇させる際に追加的に発生する燃料費）の考え方を基本として、出力の上昇に伴い費用が増加すること**に起因している。
- このため、通常、V1・V2は、複数の出力帯において、出力帯の増加に伴い単調増加となるように登録されることになるが、ある事業者の火力電源において、**1つの出力帯のみV1・V2を登録（すなわち、全ての出力帯においてV1、V2を同一価格で登録）**していることが確認されたため、その理由についてヒアリングを実施した。
- 当該事業者は限界費用に増分燃料費を適用していたものの、**事業者の計算上、増分燃料費が出力の上昇に伴い低下（すなわち、発電機出力-燃料費特性の二次曲線が上に凸になる）**する結果となり、**MMSの仕様に則ったV1・V2の登録ができないことから、最も価格の高い1つの出力帯のみV1・V2を登録していた**とのこと。
- しかし、火力電源は、設備設計上、定格出力にて最高効率となる構造であることから、理論上は必ず、**増分燃料費は出力の上昇に伴い増加（すなわち、発電機出力-燃料費特性の二次曲線が下に凸になる）**するという燃料費特性がある。
- 当該事業者から取り寄せたデータを理論に基づき、監視等委事務局で算定したところ、当該発電機の増分燃料費は、出力上昇に伴い増加する結果が得られたことから、**当該事業者に対しては、見直しの検討を求めている**ところ。

(参考) 効率・燃料費・増分燃料費

電力広域的運営推進機関「第4回需給調整市場検討小委員会」
(2018年5月) 資料3より抜粋



<効率>

定格出力において最大となる。

一般的に出力が定格値に近づくにつれて徐々に伸びが鈍化する。

<燃料費 F[円]>

火力ユニットの燃料特性の2次近似式から、ある出力における燃料費を算出。

$$F = (\underline{a}P^2 + \underline{b}P + \underline{c}) \cdot Q$$

P : 発電機出力
Q : カロリー単価

<増分燃料費 λ [円/kWh]>

増分燃料費用を増分発電電力量で除した単価(二次曲線の接線(傾き))
並列されている発電機を、経済負荷配分するときに用いる。

$$\lambda = \frac{dF}{dP} = (2aP + b) \cdot Q$$