

需給調整市場の運用等について

第 5 回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年1月30日（木）



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

1. 1月中旬までの需給調整市場の動き

2. 中部エリアにおける一般送配電事業者による揚水発電の随意契約について

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～1月15日）

前日取引の概況（4～11月は確報値、12～1月は速報値）

- 前日取引（三次調整力②）については、11/1からはエリアごとの状況、余力活用コストとのバランスなどを考慮した新しい募集量削減の考え方が導入されたところ。
- 12月の平均約定単価・想定費用・約定量はエリアにより対前月比の傾向は異なるが、新しい募集量削減の考え方が導入された11月以降は、多くのエリアにおいて、10月以前と比して全体的に低い傾向にある。

		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※2	5.43	2.49	8.16	7.06	0.97	4.48	10.53	0.46	0.86
	5月	11.31	8.60	9.88	11.28	2.76	3.97	6.93	0.70	1.28
	6月	2.31	2.72	3.44	3.22	1.11	1.22	2.93	0.48	1.46
	7月	2.44	1.23	7.10	6.25	1.07	0.69	1.83	0.33	2.02
	8月	14.30	1.98	2.32	6.63	1.70	1.04	3.50	0.77	2.01
	9月	9.44	4.89	9.84	9.28	2.70	0.83	0.79	0.35	1.70
	10月	8.00	3.06	7.41	3.86	0.53	1.04	0.75	0.80	1.54
	11月	2.41	1.63	1.48	1.59	0.82	0.65	0.49	0.46	0.82
	12月	2.64	0.58	1.41	1.67	0.75	0.53	0.77	0.86	0.98
	1月※3	1.14	0.45	0.33	2.50	2.65	0.34	0.64	0.34	1.29

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。(※2) 4月は前日市場における二次②、三次①の追加調達分も含む。
(※3) 1月は1月1日～15日までのデータを使用。(※4) 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。

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～1月15日）

最高約定単価 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※2	321	321	321	199	23.89	197	197	80	197
	5月	321	321	160	199	160	199	197	66.17	197
	6月	321	321	160	183.93	67.65	183.93	197	19.98	197
	7月	321	321	160	183.93	95.09	95.09	95.09	0.65	197
	8月	321	321	160	197	79.95	95.09	79.95	95.09	197
	9月	49	160	172	183.93	172	79.95	95.09	79.95	197
	10月	70	95	132.45	183.93	95	95	19.41	95	95
	11月	49	70	183.93	183.93	49	49	49	7.27	49
	12月	49	95	97.2	182	95	95	95	95	9.38
	1月※3	49	95	0.37	95	95	0.34	95	0.34	95
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※2	0.34	0.33	0.33	0.34	0.34	0.32	0.32	0.30	0.34
	5月	0.34	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.31	0.32
	6月	0.34	0.16	0.30	0.24	0.34	0.25	0.25	0.16	0.25
	7月	0.34	0.33	0.32	0.34	0.34	0.34	0.33	0.32	0.33
	8月	0.34	0.33	0.32	0.33	0.34	0.34	0.34	0.32	0.33
	9月	0.33	0.32	0.32	0.33	0.34	0.33	0.33	0.31	0.33
	10月	0.10	0.32	0.32	0.30	0.32	0.14	0.14	0.32	0.32
	11月	0.10	0.32	0.33	0.30	0.33	0.33	0.33	0.31	0.33
	12月	0.33	0.33	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.33
	1月※3	0.33	0.32	0.33	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33

EPRXデータより事務局にて作成。

（※1）平均約定単価は、想定費用/約定量合計。（※2）4月は前日市場における二次②、三次①の追加調達分も含む。

（※3）1月は1月1日～15日までのデータを使用。（※4）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。

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～1月15日）

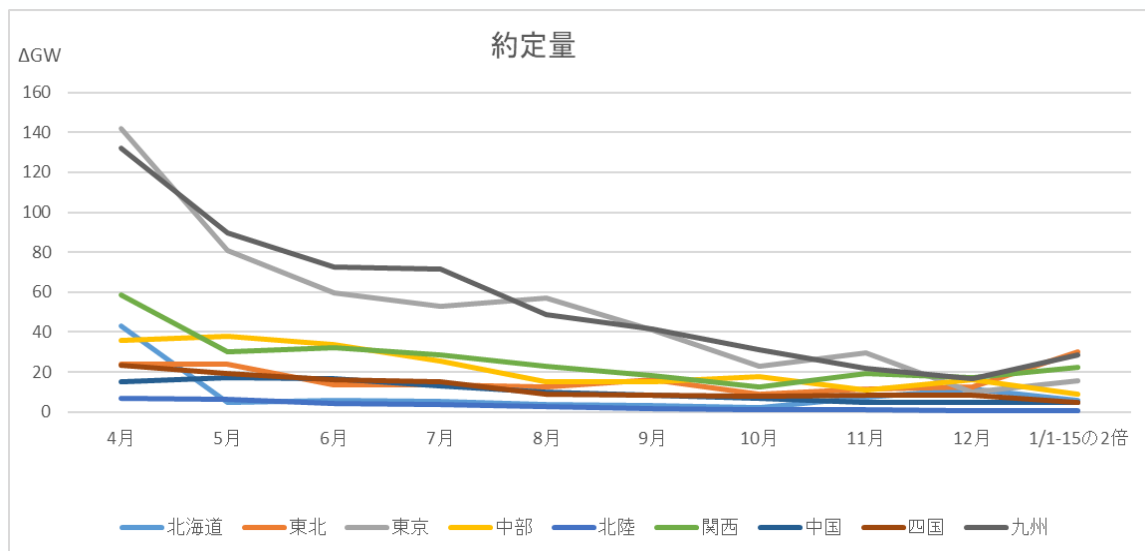
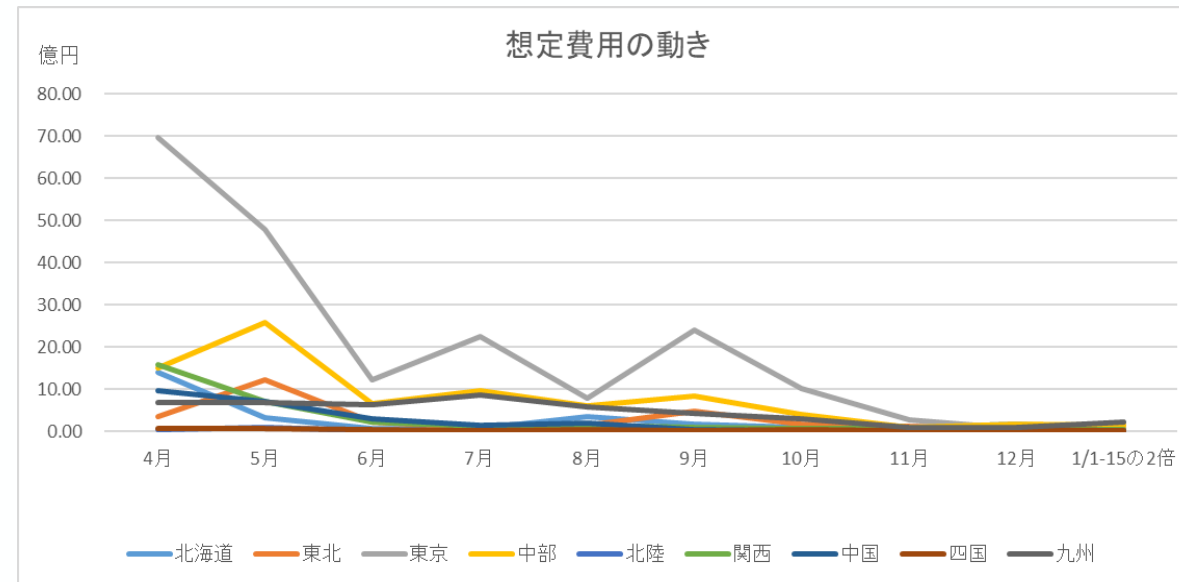
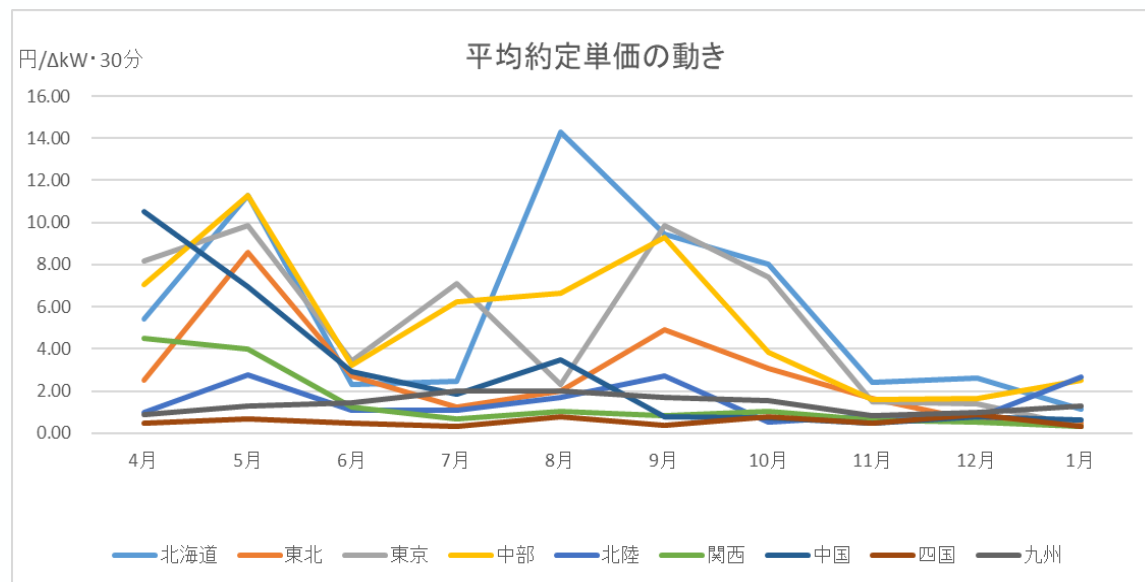
想定費用※4 (億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※2	13.97	3.58	69.52	15.11	0.41	15.72	9.67	0.64	6.82
	5月	3.37	12.36	47.81	25.75	1.07	7.17	7.19	0.82	6.90
	6月	0.82	2.24	12.29	6.48	0.27	2.35	2.98	0.47	6.36
	7月	0.75	1.02	22.58	9.55	0.23	1.19	1.43	0.30	8.66
	8月	3.42	1.47	7.97	6.03	0.29	1.42	2.10	0.41	5.89
	9月	1.70	4.79	24.13	8.49	0.26	0.91	0.40	0.17	4.25
	10月	0.95	1.68	10.11	4.06	0.04	0.78	0.31	0.37	2.90
	11月	1.09	1.14	2.63	1.03	0.05	0.76	0.14	0.23	1.07
	12月	1.85	0.43	0.83	1.61	0.02	0.54	0.22	0.43	1.00
	1月※3	0.20	0.41	0.16	0.68	0.04	0.23	0.09	0.05	1.11
約定量 (ΔMW)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※2	42,878	23,978	141,996	35,679	7,075	58,490	15,313	23,332	132,074
	5月	4,973	23,952	80,658	38,045	6,444	30,119	17,281	19,484	89,885
	6月	5,891	13,706	59,521	33,540	4,037	32,116	16,931	16,181	72,546
	7月	5,113	13,851	52,998	25,468	3,569	28,684	13,060	14,944	71,481
	8月	3,983	12,406	57,257	15,151	2,859	22,695	10,012	8,774	48,826
	9月	3,000	16,312	40,873	15,245	1,589	18,319	8,354	8,291	41,713
	10月	1,977	9,164	22,748	17,535	1,392	12,445	6,876	7,750	31,405
	11月	7,520	11,689	29,642	10,783	978	19,545	4,674	8,334	21,799
	12月	11,704	12,455	9,839	16,047	481	17,057	4,738	8,254	16,958
	1月※3	2,985	15,197	7,838	4,545	246	11,132	2,434	2,528	14,287

EPRXデータより事務局にて作成。

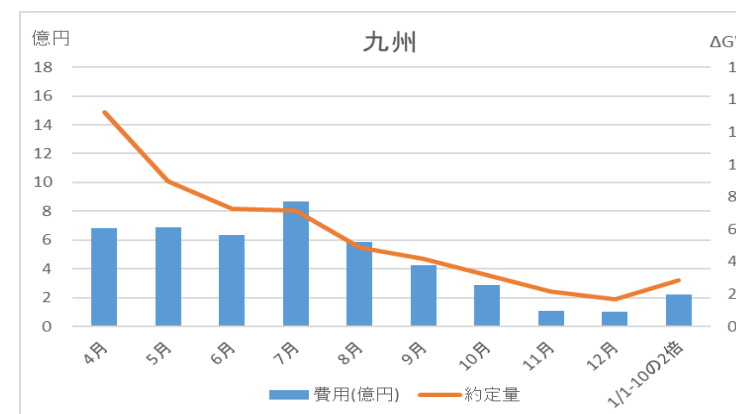
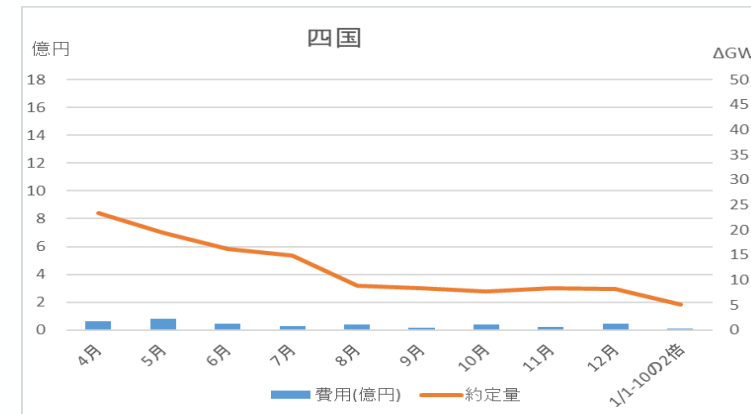
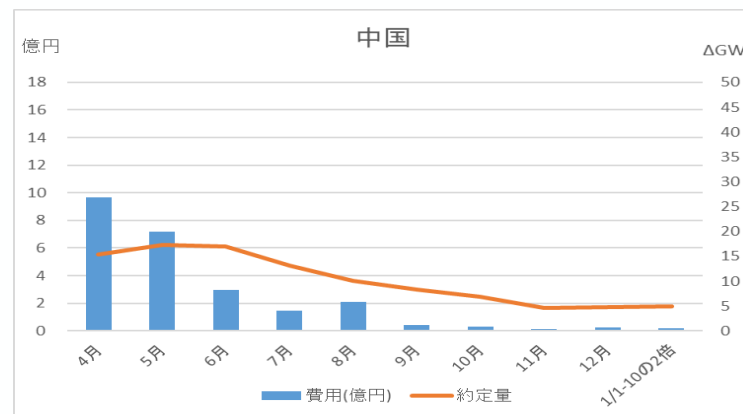
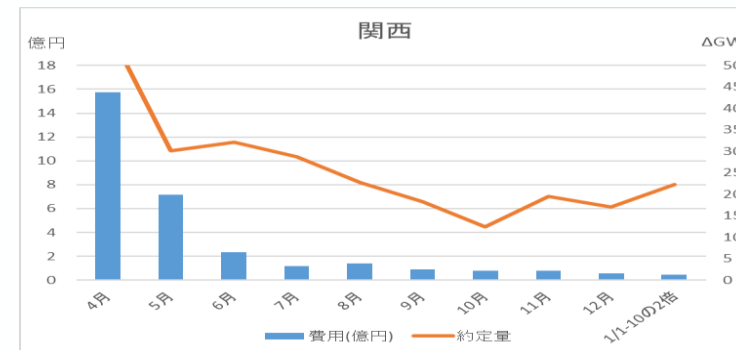
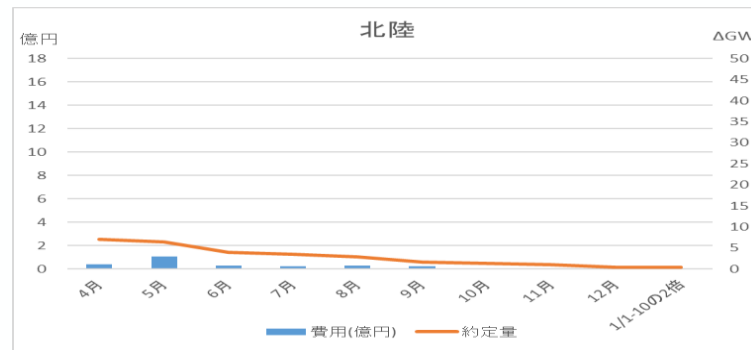
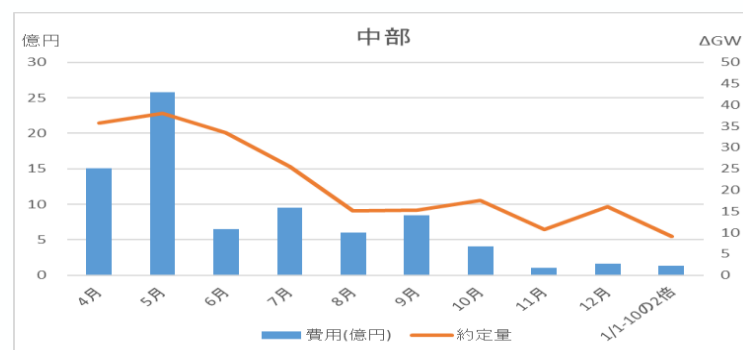
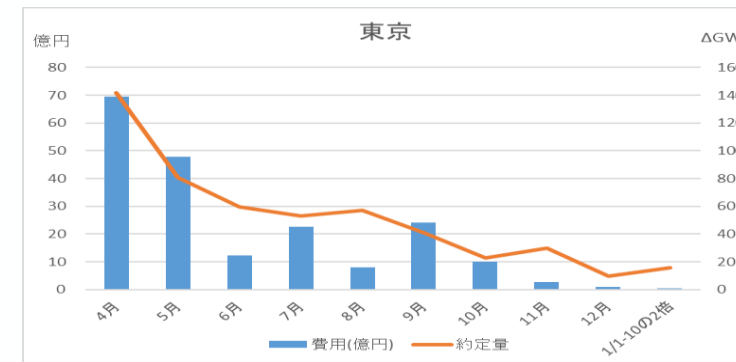
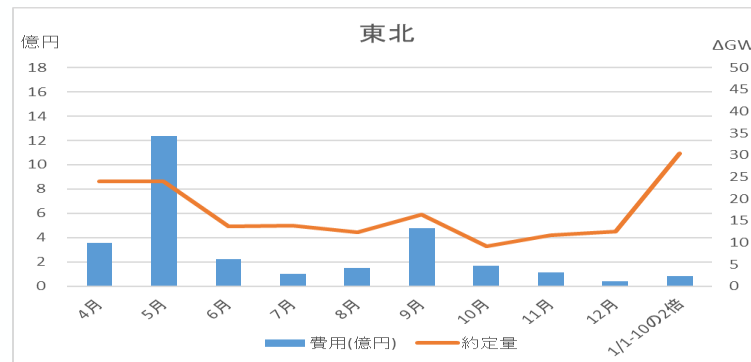
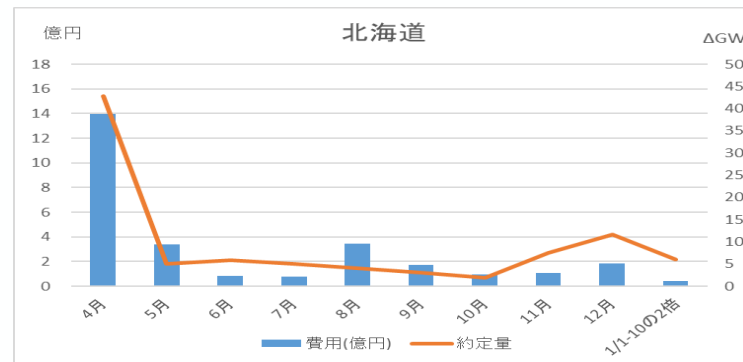
(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。(※2) 4月は前日市場における二次②、三次①の追加調達分も含む。

(※3) 1月は1月1日～15日までのデータを使用。(※4) 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) 三次②の平均約定単価、調達費用、約定量の動向



(参考) 三次②のエリア別の調達費用、約定量の動向



週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～1月15日）

週間取引の概況（4～11月は確報値、12～1月は速報値）

- 12月の平均約定単価は、多くのエリアにおいて概ね横ばい傾向。
- 北海道・九州エリアの最高約定単価は、上限価格に張り付いている状況が継続しているが、想定費用が9エリアで最も高い状況が続いていた九州エリアにおいては減少傾向にある。

		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	4.51	1.16	1.15	3.26	0.66	2.78	1.48	1.96	7.58
	5月	7.33	1.38	2.43	3.14	0.42	2.21	2.12	1.53	5.66
	6月	6.24	2.30	1.86	2.20	0.63	2.59	1.70	1.42	4.57
	7月	4.57	1.79	1.69	1.46	1.54	2.30	1.94	1.20	5.59
	8月	5.45	2.49	2.30	1.83	2.25	3.28	3.73	1.77	5.18
	9月	5.57	2.67	2.23	1.87	2.20	3.31	2.69	1.17	4.48
	10月	5.83	3.02	3.97	3.69	1.48	2.81	1.81	1.23	4.83
	11月	5.91	2.91	2.86	2.70	0.97	3.10	1.53	1.10	3.64
	12月	4.72	3.42	1.65	2.18	0.67	3.23	1.83	0.85	3.26
	1月※2	4.20	3.35	1.34	1.50	0.91	3.80	1.72	0.97	3.13

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

(※2) 1月は1月1日～15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。

週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～1月15日）

最高約定単価 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	19.51	7.66	7.21	12.82	14.13	15.12	15.52	19.51	19.51
	5月	19.51	6.14	7.21	10.48	14.29	19.51	19.51	19.51	19.26
	6月	19.51	11.08	7.21	16.19	15.65	16.19	19.51	19.51	19.50
	7月	19.50	9.51	7.21	6.38	12.55	16.11	12.37	16.58	19.50
	8月	19.50	7.20	7.21	8.46	10.42	18.93	13.89	18.93	19.50
	9月	19.50	19.00	9.24	6.43	10.46	11.14	11.14	10.52	19.50
	10月	19.51	19.00	9.36	9.24	10.46	10.74	10.74	10.27	19.50
	11月	19.51	19.00	7.21	6.73	10.63	10.63	14.03	14.03	19.50
	12月	19.50	19.00	7.31	6.01	3.35	10.51	12.99	8.73	19.51
	1月※2	19.50	19.00	16.60	2.86	3.18	9.54	12.49	14.38	19.51
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	0.01	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	5月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	6月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	7月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	8月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	9月	0.34	0.33	0.33	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	10月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	11月	0.34	0.34	0.33	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	12月	0.34	0.34	0.33	0.57	0.34	0.34	0.34	0.34	0.01
	1月※2	0.34	0.34	0.33	0.35	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。(※2) 1月は1月1日～15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。

週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～1月15日）

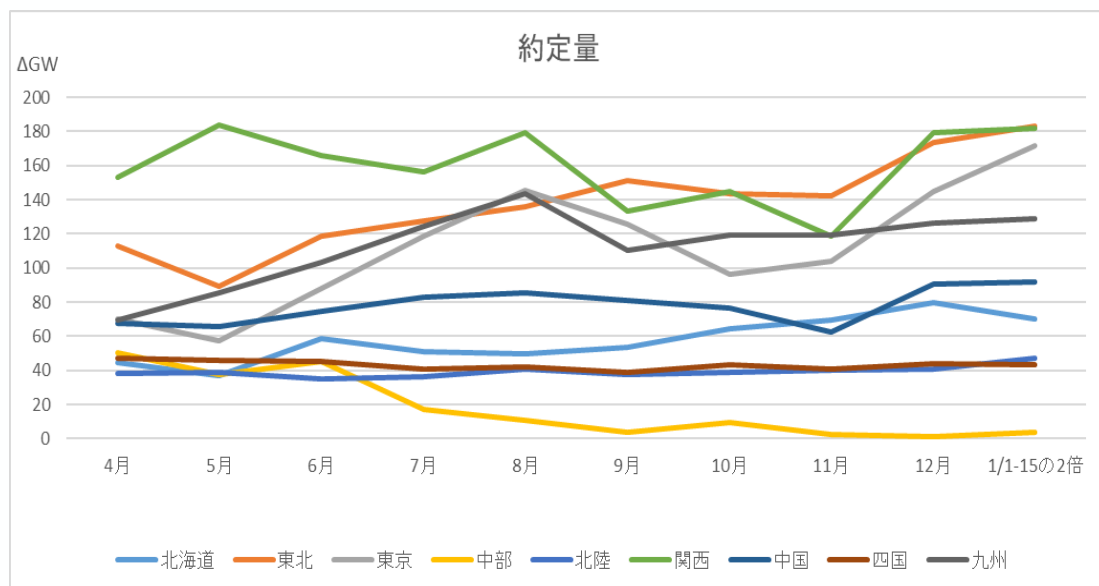
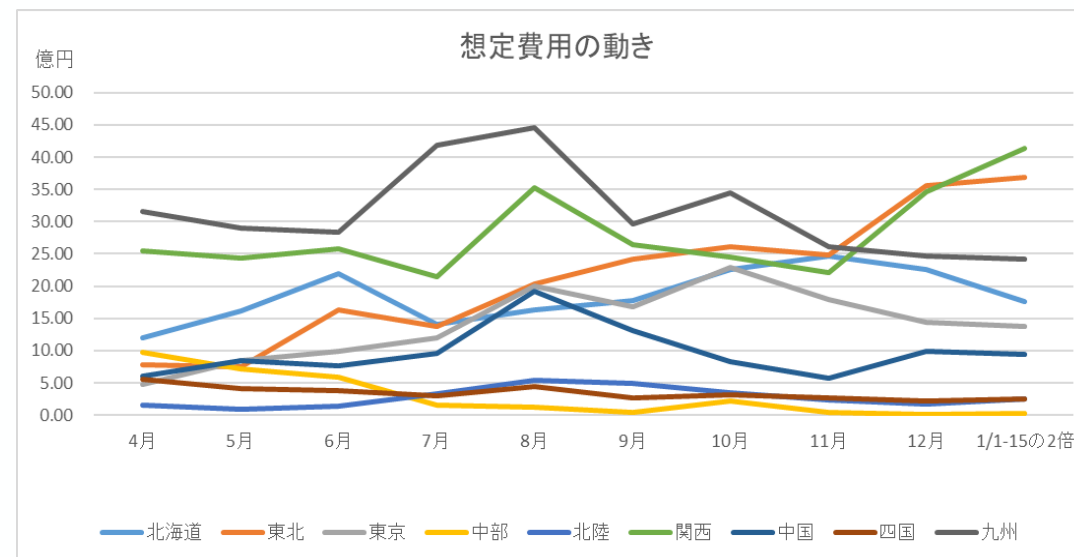
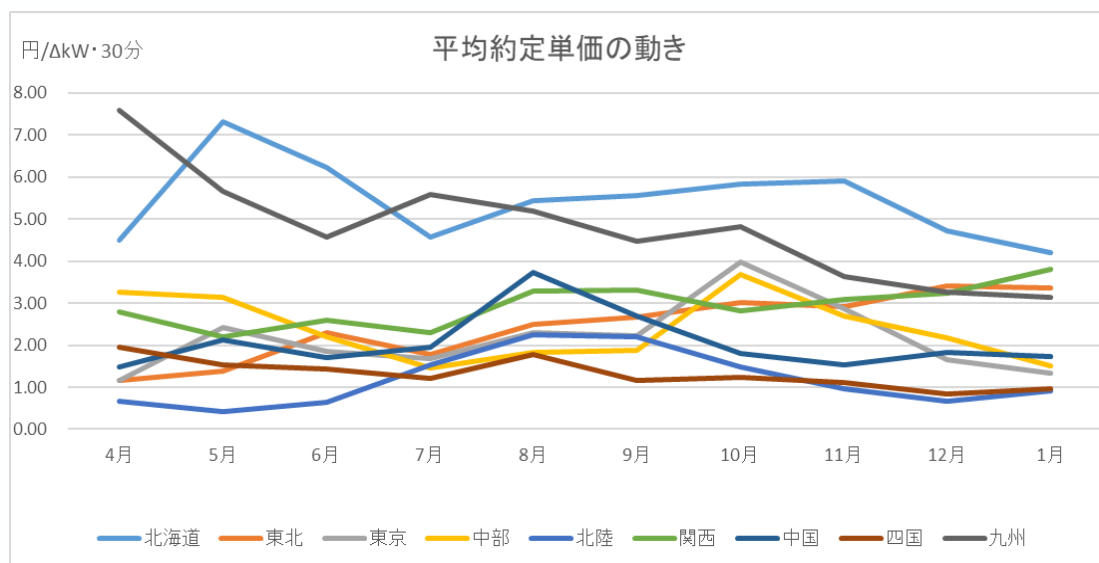
想定費用※3 (億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	12.03	7.85	4.83	9.81	1.52	25.55	6.02	5.55	31.65
	5月	16.17	7.42	8.39	7.12	0.97	24.36	8.38	4.19	29.05
	6月	21.88	16.35	9.85	5.93	1.32	25.74	7.62	3.85	28.30
	7月	14.05	13.71	12.01	1.49	3.34	21.53	9.62	2.93	41.81
	8月	16.29	20.31	20.08	1.18	5.47	35.25	19.14	4.46	44.58
	9月	17.79	24.23	16.86	0.39	4.97	26.48	13.03	2.71	29.68
	10月	22.63	26.05	22.89	2.16	3.44	24.46	8.33	3.22	34.48
	11月	24.63	24.80	17.89	0.41	2.33	22.12	5.74	2.69	26.10
	12月	22.51	35.64	14.33	0.18	1.64	34.70	9.92	2.25	24.69
	1月※2	8.84	18.43	6.89	0.15	1.29	20.71	4.73	1.26	12.13
約定量 (ΔMW)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	44,473	112,855	70,042	50,129	38,268	153,157	67,768	47,217	69,599
	5月	36,761	89,598	57,537	37,806	38,532	183,673	65,898	45,673	85,550
	6月	58,448	118,507	88,303	44,922	34,821	165,644	74,687	45,176	103,217
	7月	51,252	127,609	118,404	16,967	36,115	156,028	82,657	40,745	124,645
	8月	49,817	135,938	145,522	10,745	40,552	179,101	85,525	41,994	143,437
	9月	53,222	151,226	125,974	3,515	37,687	133,355	80,757	38,626	110,434
	10月	64,682	143,770	96,091	9,738	38,773	145,091	76,689	43,573	118,993
	11月	69,452	142,064	104,262	2,560	39,976	118,950	62,527	40,755	119,486
	12月	79,479	173,674	144,744	1,406	40,803	179,041	90,333	44,202	126,217
	1月※2	35,085	91,710	85,688	1,718	23,551	90,828	45,803	21,594	64,584

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。(※2) 1月は1月1日～15日までのデータを使用。

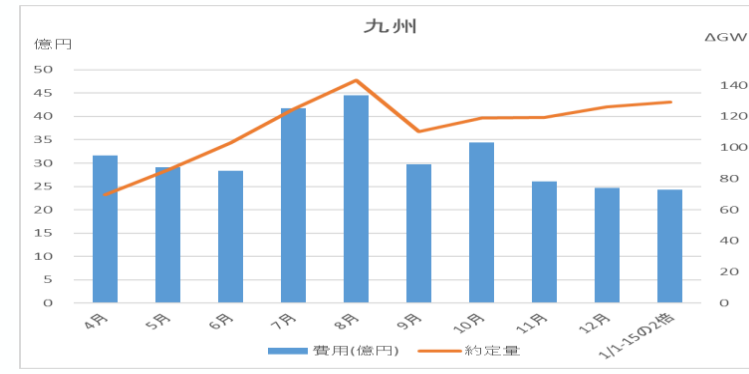
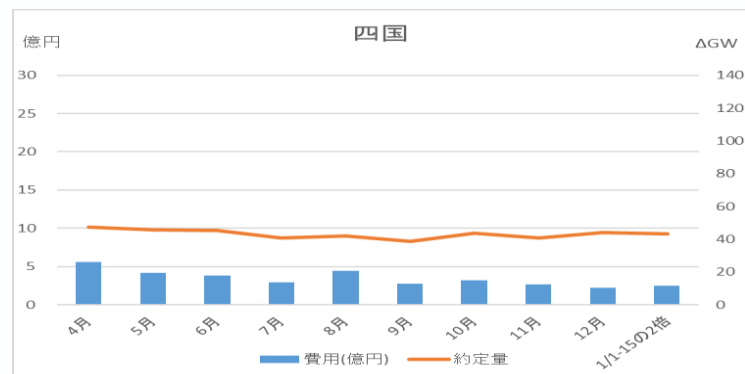
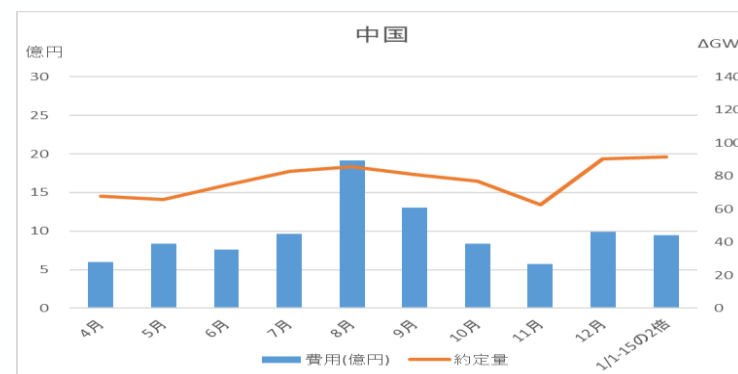
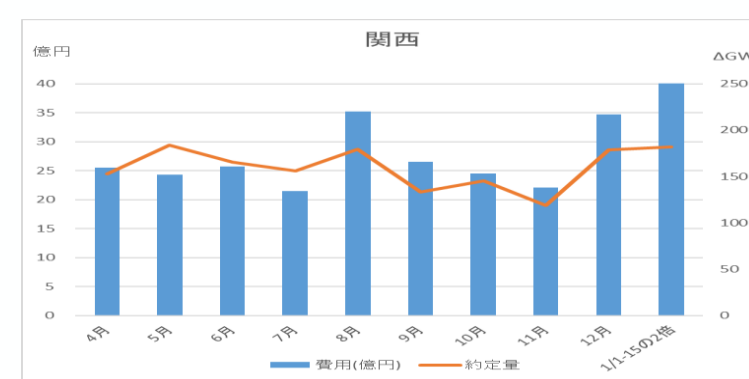
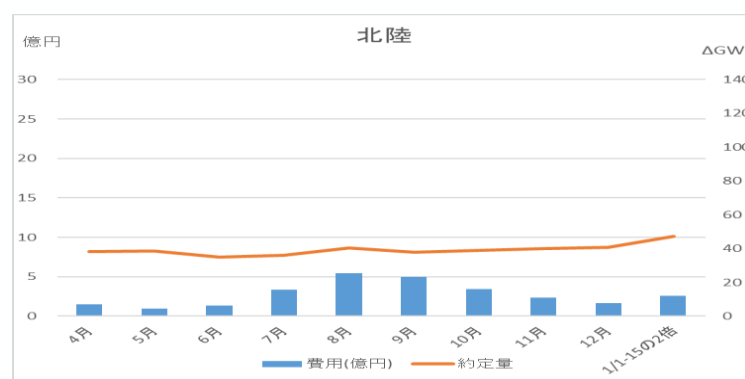
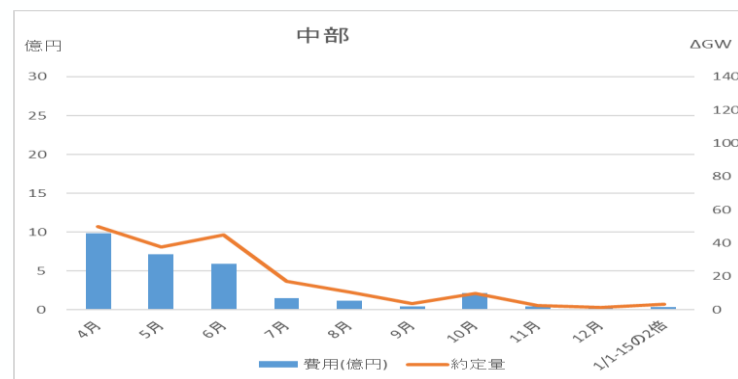
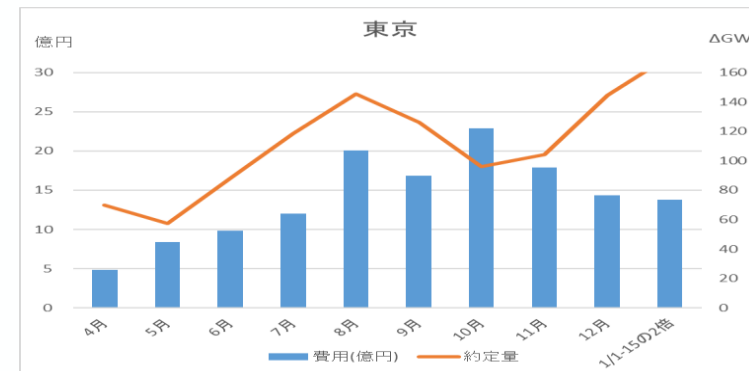
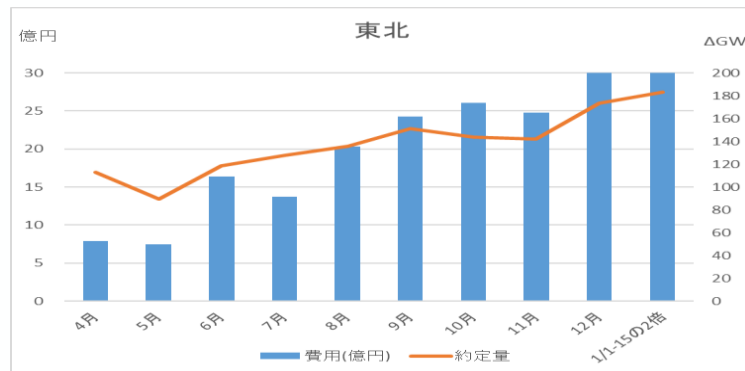
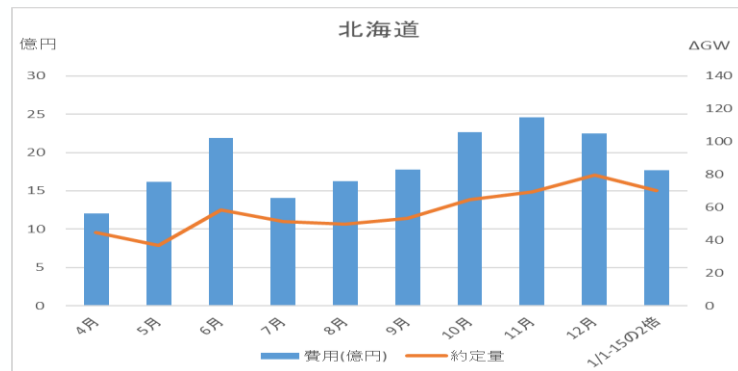
EPRXデータより事務局にて作成。

(※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、調達費用、約定量の動向



(参考) 一次～三次①のエリア別の調達費用、約定量の動向



各エリアの調達率の動向（4月1日～1月15日）

各エリアの調達率の概況

- 2024年4月1日から2025年1月15日までの調達率の状況は次頁以降のとおり。
- なお、第1回制度設計・監視専門会合（2024年9月）において、**東京及び中部エリアの発電事業者及び小売事業者による週間取引の応札拡大に向けた取組の対応状況**について、「応札開始時期は、システム改修等の準備が必要となるが、遅くとも2025年1月中旬までには運用開始できる見込み」と御報告させていただいていたが、今般、**発電事業者と小売事業者との協議及びシステム改修等の準備が整い、1月18日～24日受渡分の週間取引より、応札が開始されたことを確認した※1**。
- 引き続き、調達率の状況を注視していく。

（※1）17～18頁の東京・中部エリアの調達率は応札開始前の1/15までの状況のため、資料上は反映されていない。

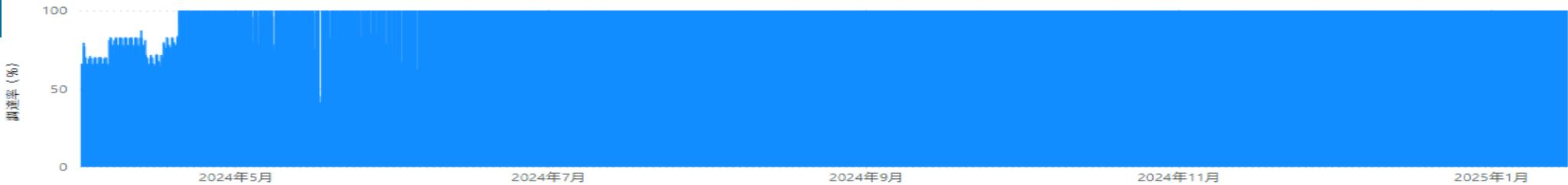
週間取引の応札拡大に向けた取組の対応状況

東京及び中部エリアの発電事業者及び小売事業者の協議状況

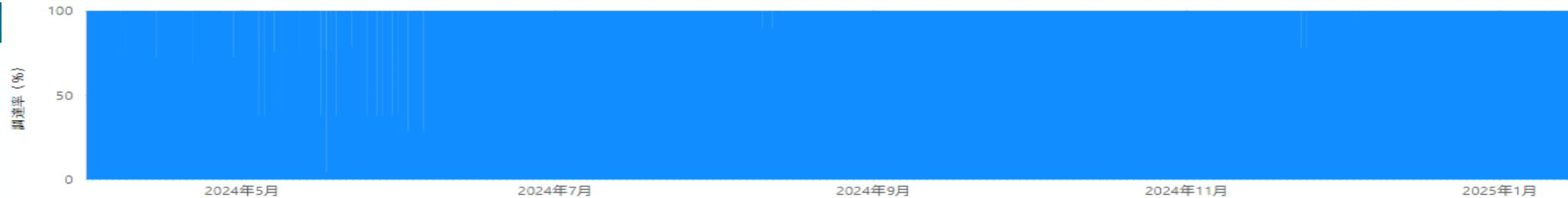
- 起動費事後精算案の検討は、東京及び中部エリアの発電事業者及び小売事業者による週間取引の応札拡大に向けた取組の対応状況を踏まえつつ進めていくこととしている。現状を確認したところ、
 - ・ 発電事業者と小売事業者との協議が進展し契約見直しの方向性が整いつつある状況。
 - ・ 応札開始時期は、システム改修等の準備が必要となるが、遅くとも2025年1月中旬までには運用開始できる見込みとのことであった。引き続き状況を注視していきたい。

北海道エリアの調達率

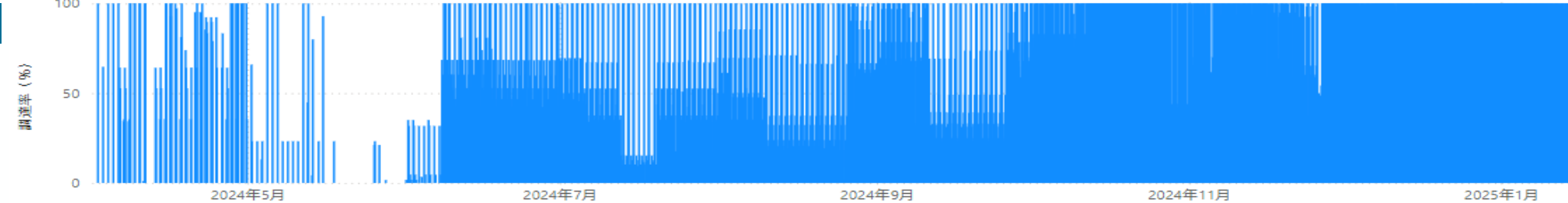
一次調整力



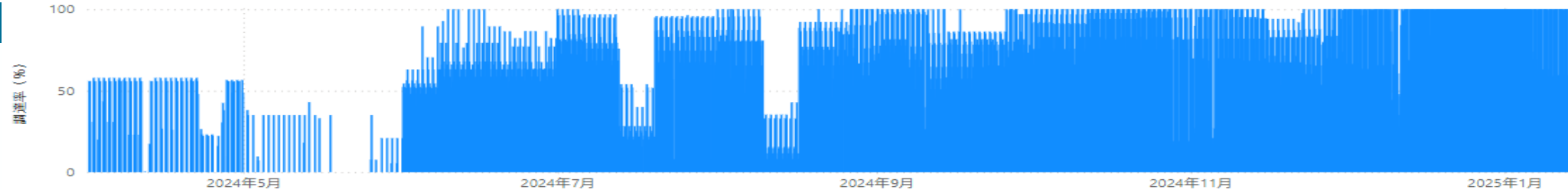
二次調整力①



二次調整力②



三次調整力①

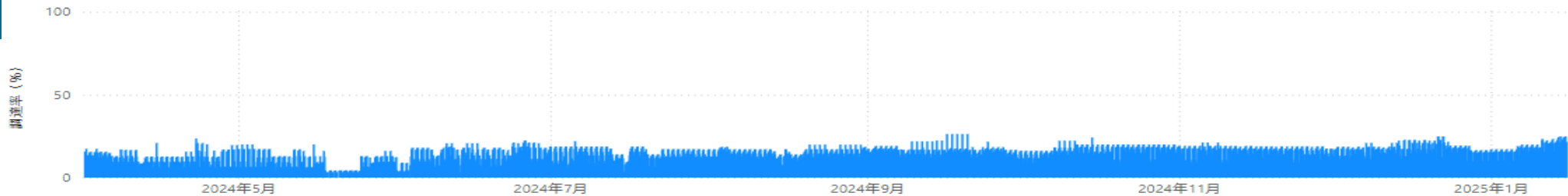


三次調整力②

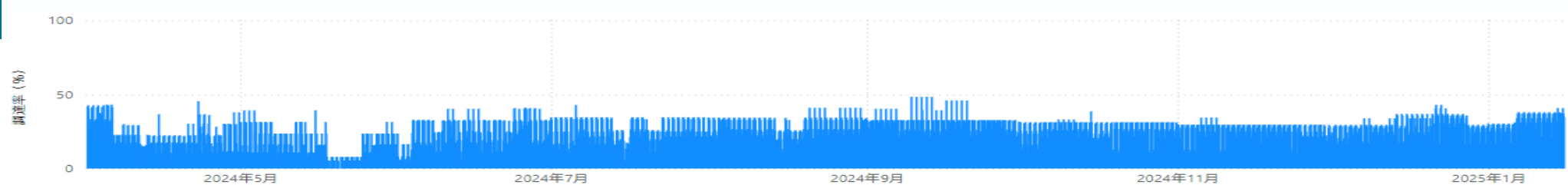


東北エリアの調達率

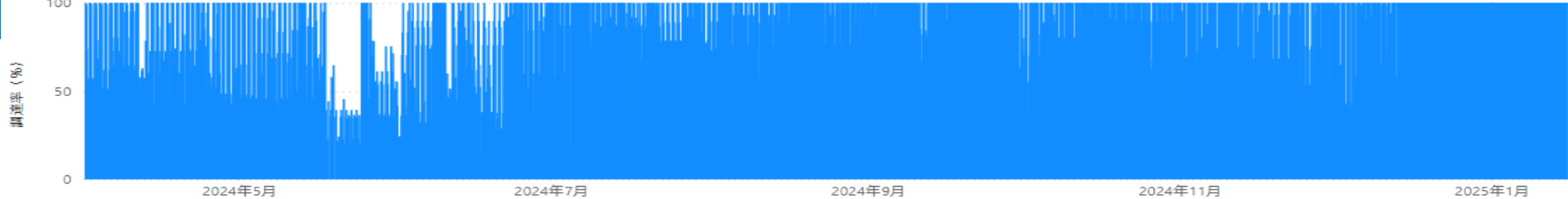
一次調整力



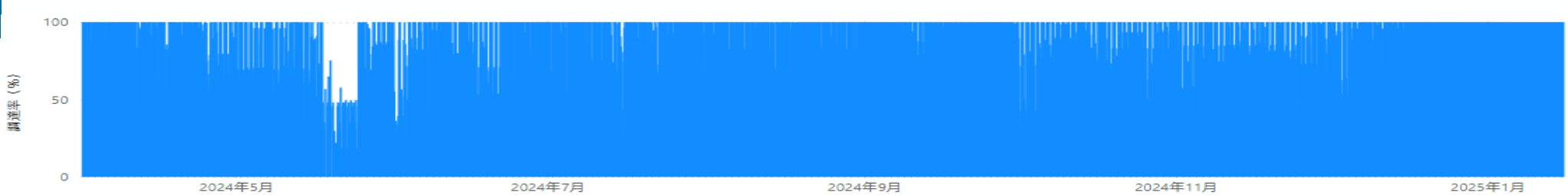
二次調整力①



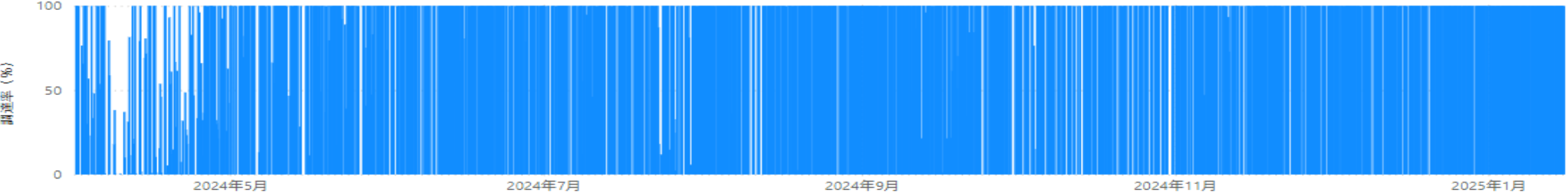
二次調整力②



三次調整力①

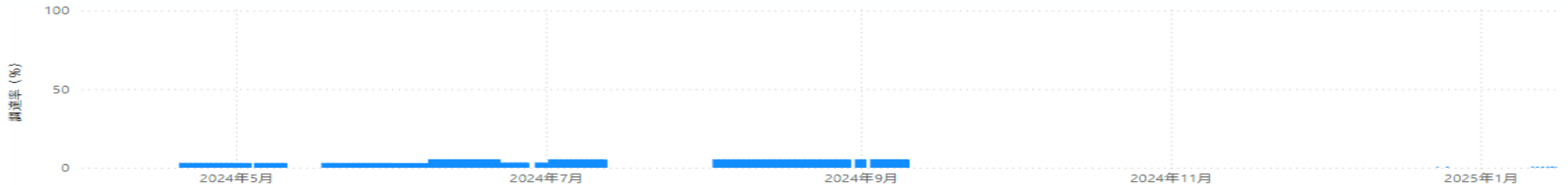


三次調整力②

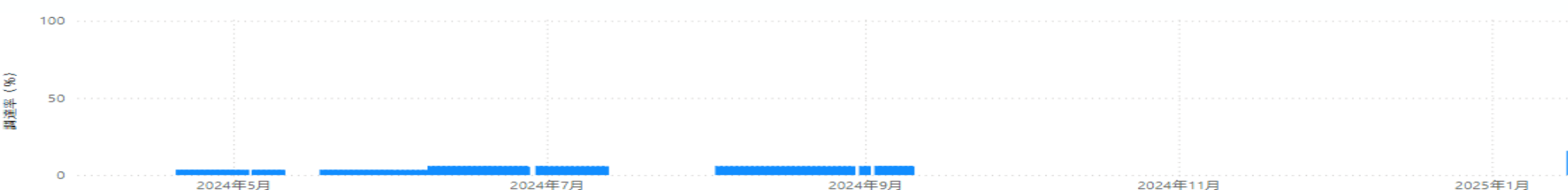


東京エリアの調達率

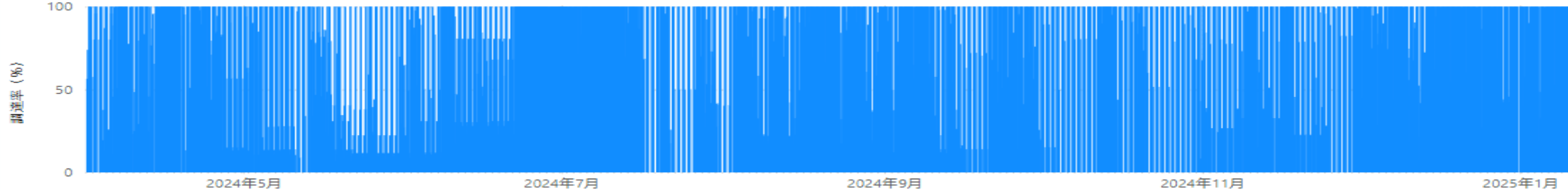
一次調整力



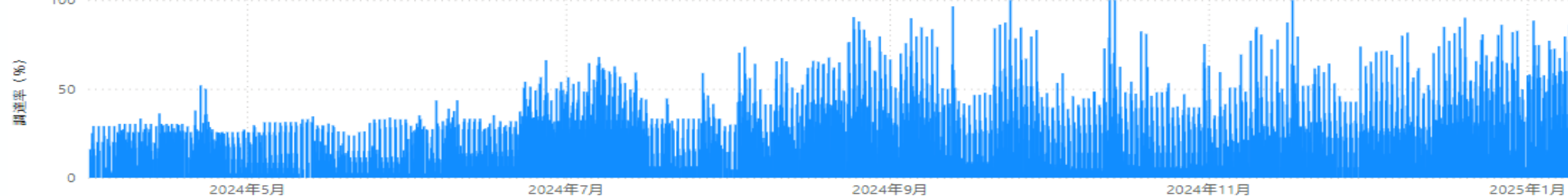
二次調整力①



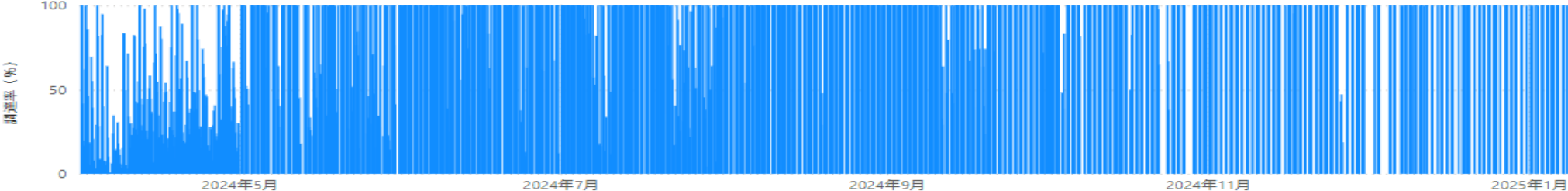
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②



中部エリアの調達率

一次調整力



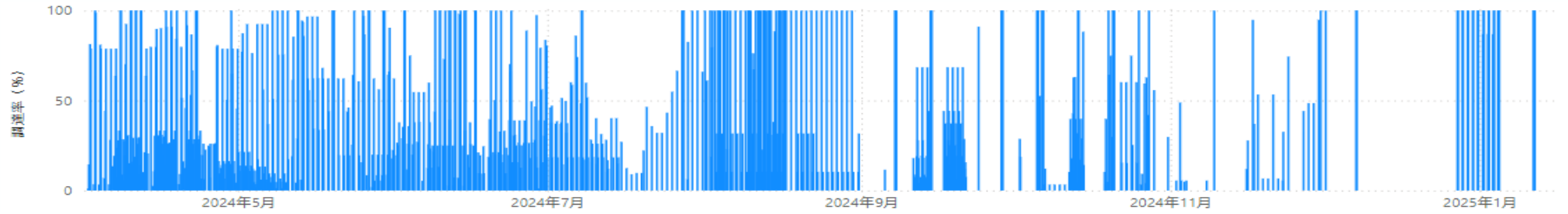
二次調整力①



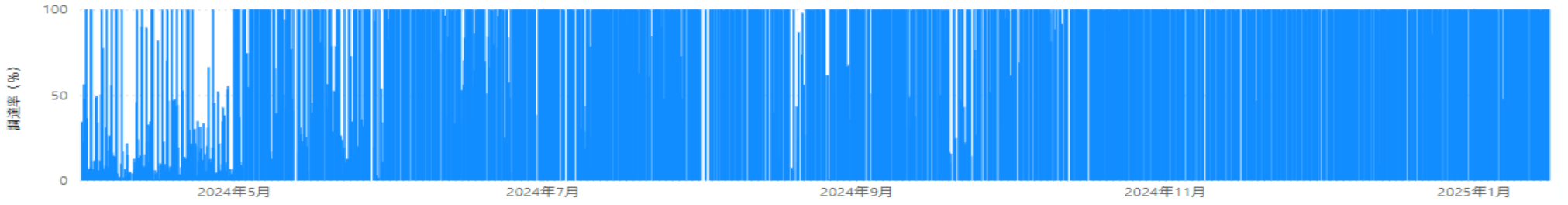
二次調整力②



三次調整力①

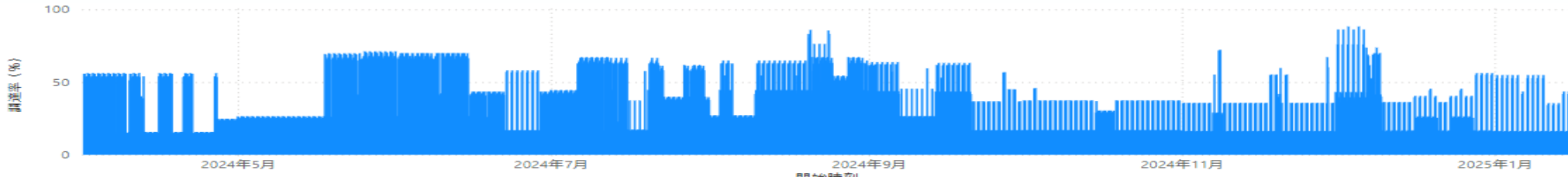


三次調整力②

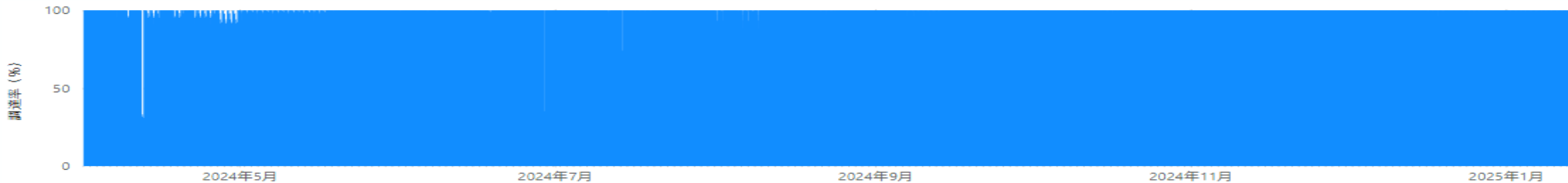


北陸エリアの調達率

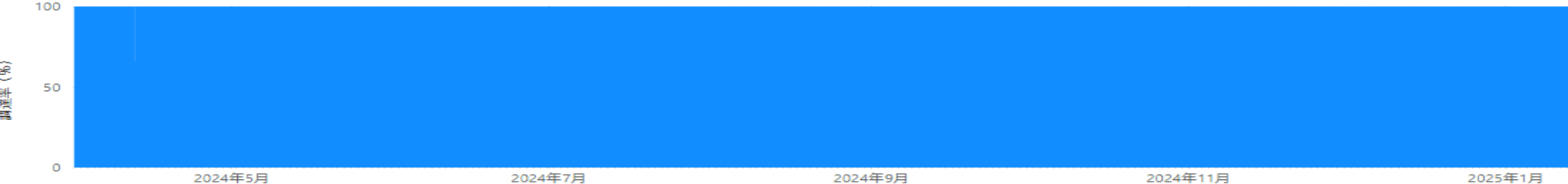
一次調整力



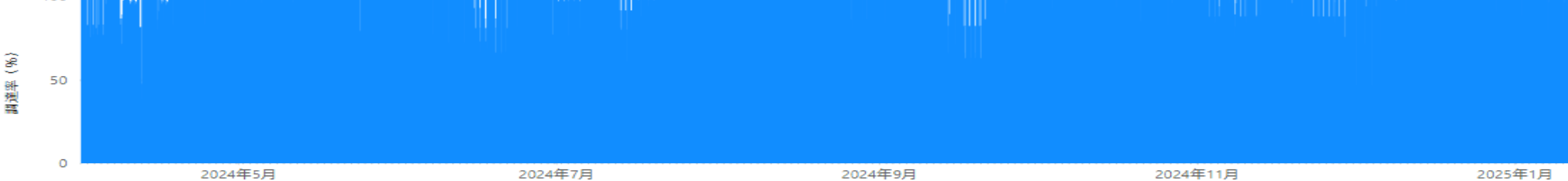
二次調整力①



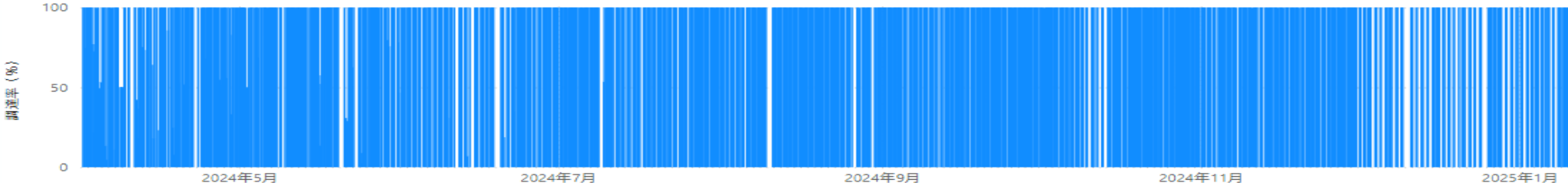
二次調整力②



三次調整力①

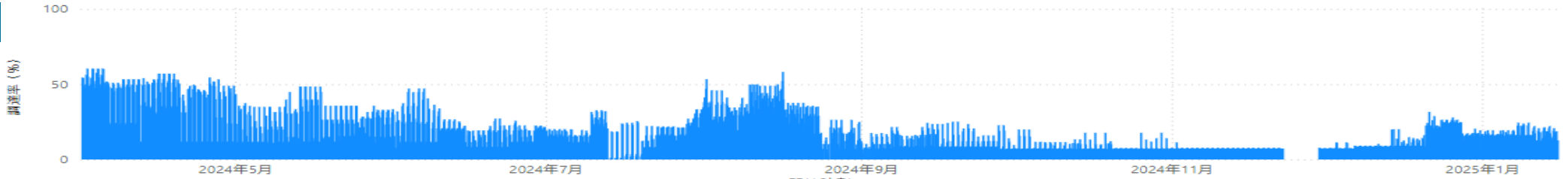


三次調整力②

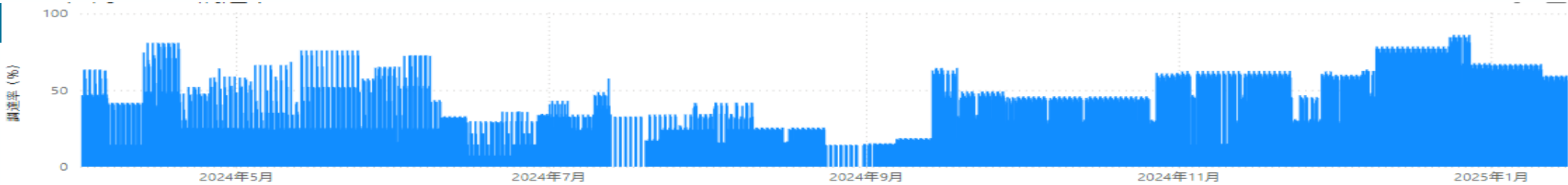


関西エリアの調達率

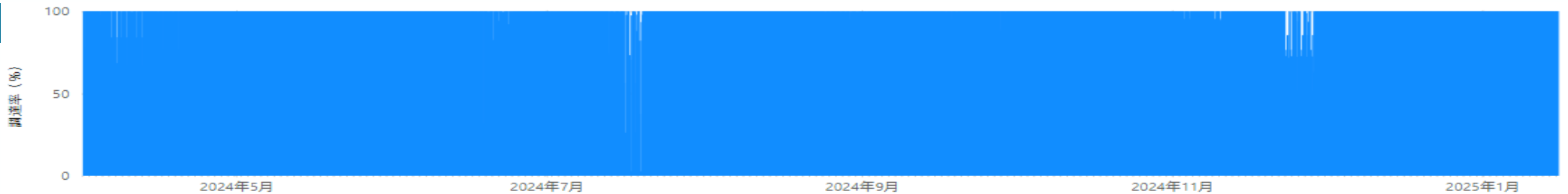
一次調整力



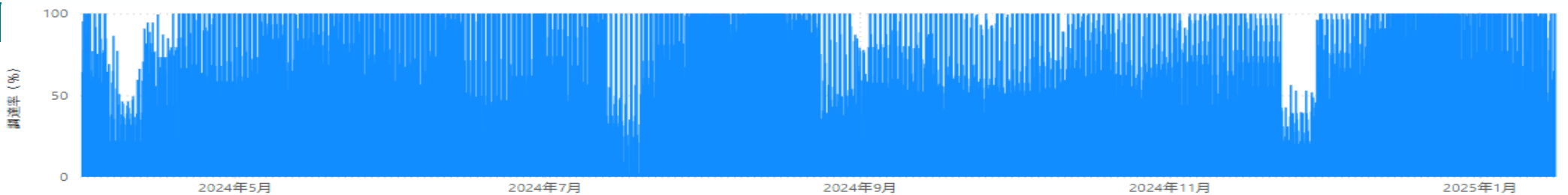
二次調整力①



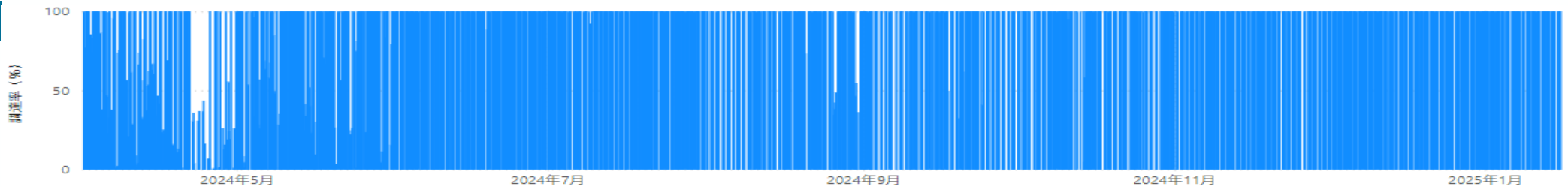
二次調整力②



三次調整力①

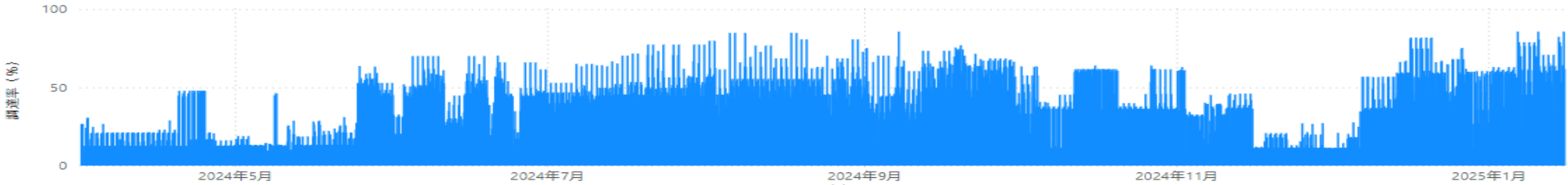


三次調整力②

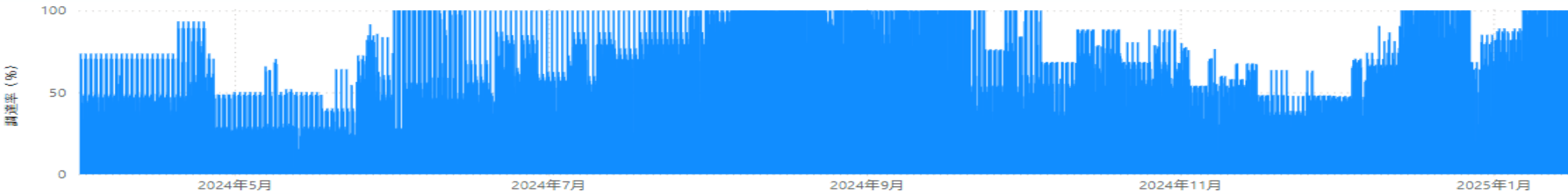


中国エリアの調達率

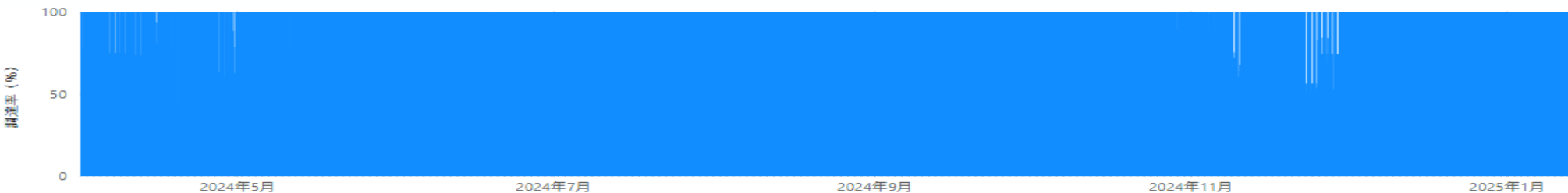
一次調整力



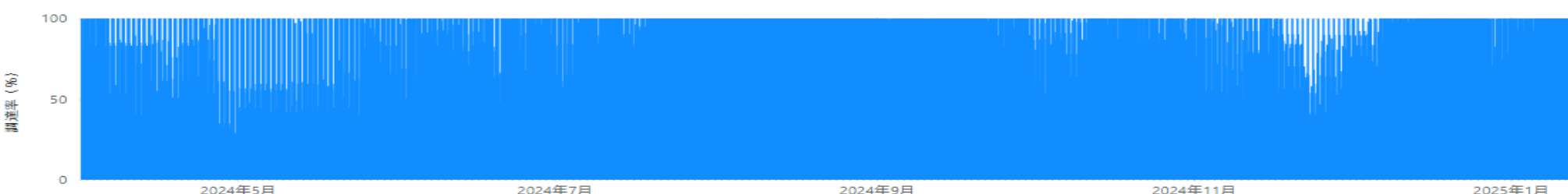
二次調整力①



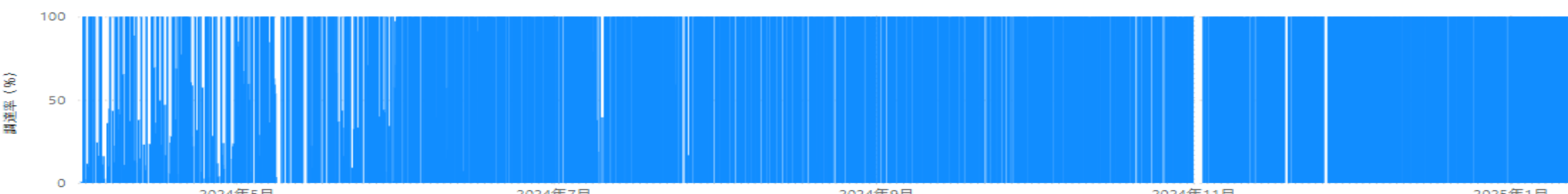
二次調整力②



三次調整力①

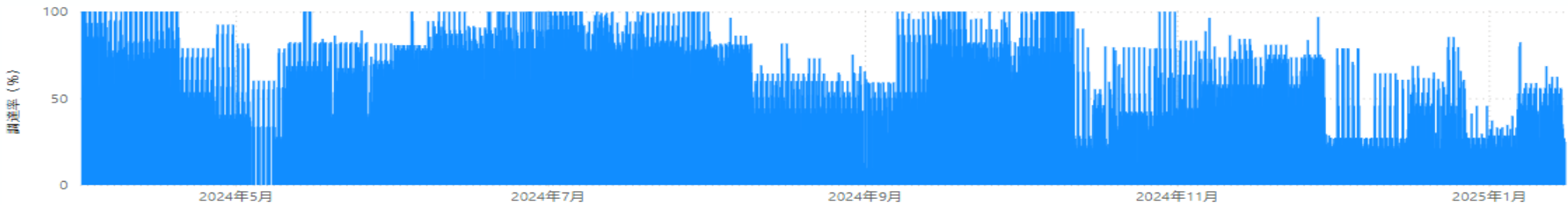


三次調整力②

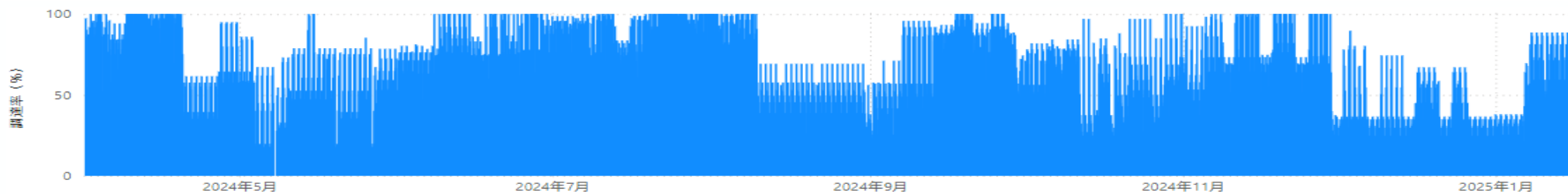


四国エリアの調達率

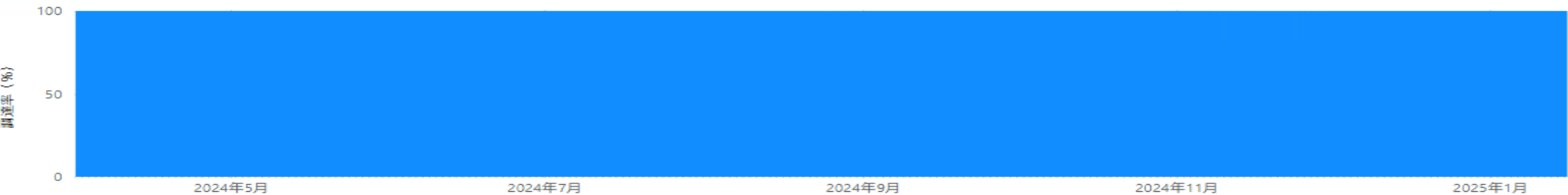
一次調整力



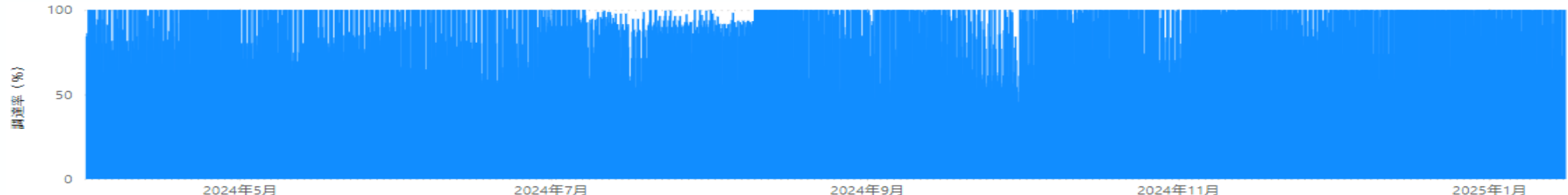
二次調整力①



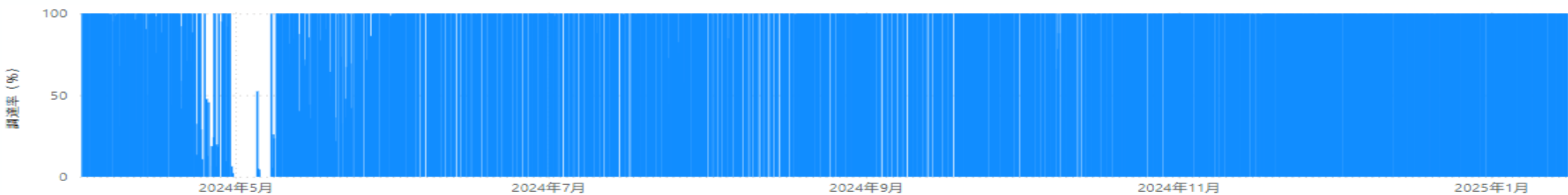
二次調整力②



三次調整力①

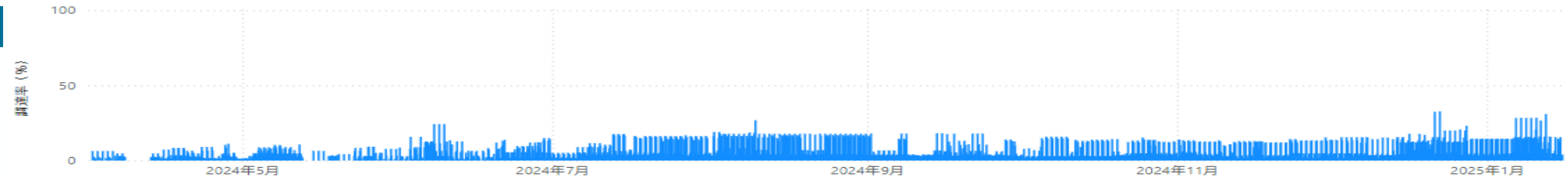


三次調整力②

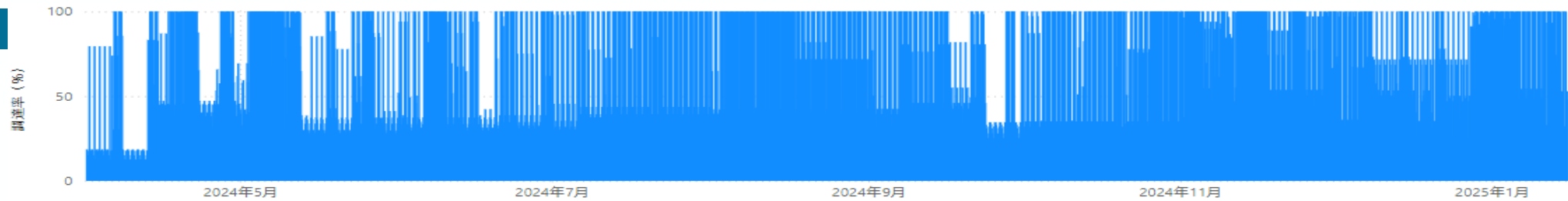


九州エリアの調達率

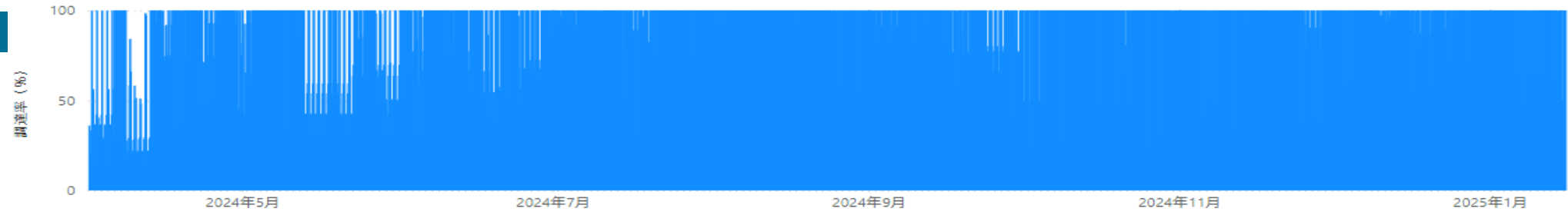
一次調整力



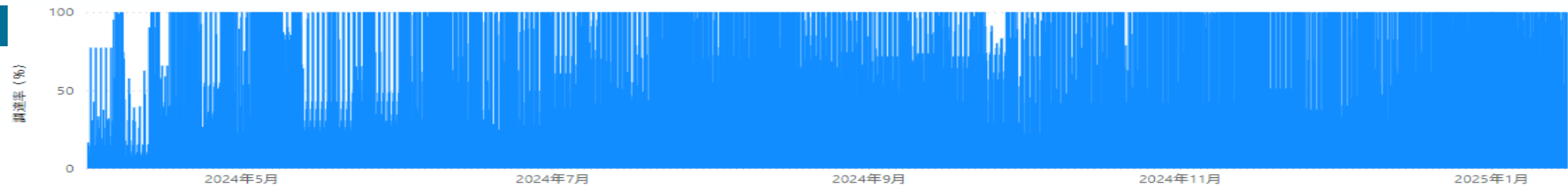
二次調整力①



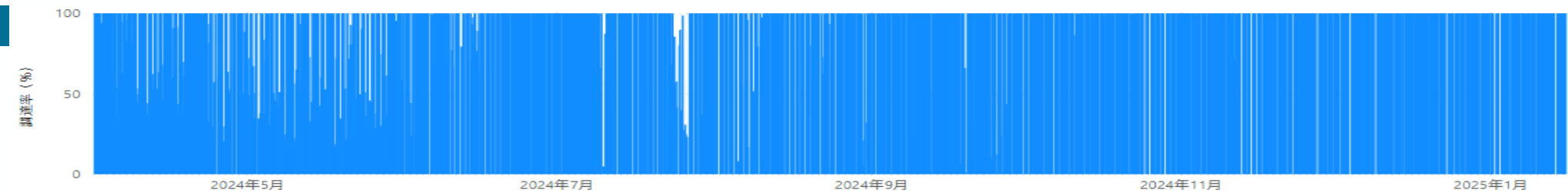
二次調整力②



三次調整力①

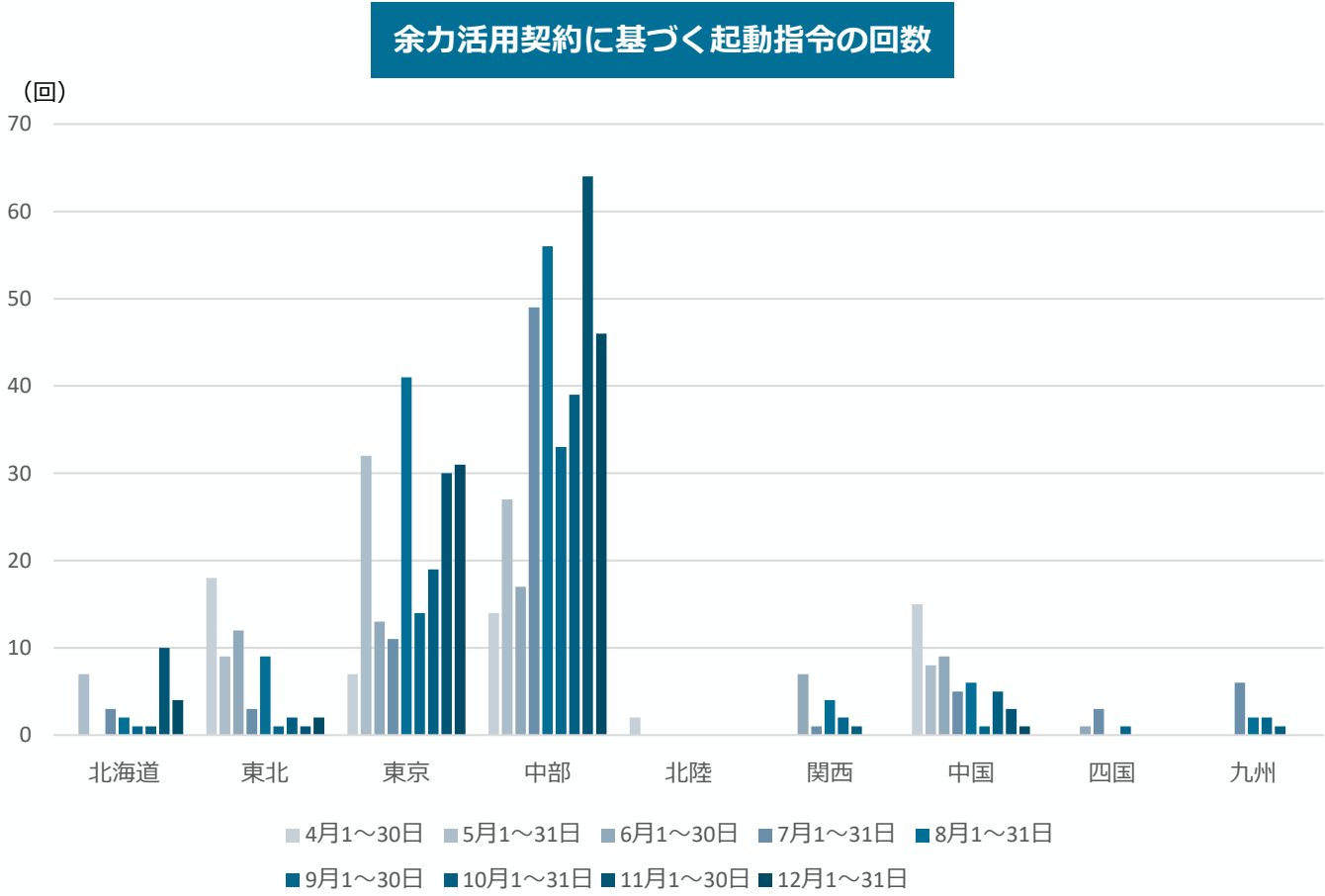


三次調整力②



(参考) 余力活用契約に基づく起動指令について (4月1日～)

- 4月1日～12月31日までに余力活用契約に基づく起動指令が何回行われたか確認した。
- 週間取引の調達率が低いエリア（特に東京・中部）において起動指令の回数が多い傾向が継続。
- 起動費等の動向について引き続き注視していく。



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～6月	4.2億円	2.0億円	6.8億円	13.5億円	0.4億円
7月	0.6億円	1.0億円	4.4億円	25.1億円	-
8月	0.7億円	0.4億円	10.7億円	52.7億円	-
9月	0.3億円	3.3億円	12.6億円	50.5億円	-
10月	0.5億円	0.1億円	13.1億円	21.7億円	-
11月	2.9億円	-	9.3億円	37.4億円	-
12月	1.4億円	1.4億円	4.7億円	2.0億円	-
	関西	中国	四国	九州	
4月～6月	4.1億円	12.4億円	0.1億円	-	
7月	1.6億円	1.2億円	0.4億円	6.5億円	
8月	2.0億円	1.4億円	-	4.5億円	
9月	0.4億円	0.3億円	0.5億円	2.6億円	
10月	0.4億円	2.3億円	-	0.9億円	
11月	-	1.0億円	-	-	
12月	-	0.5億円	-	-	

(※) 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。

(※) 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。
(※) 12月は事業者から報告があった費用（速報値）のみ集計。



1. 1月中旬までの需給調整市場の動き

2. 中部エリアにおける一般送配電事業者による揚水発電の随意契約について

中部エリアにおける一般送配電事業者による揚水発電の随意契約について

- 第98回制度設計専門会合（2024年6月）にて、**中部電力パワーグリッド**より、需給調整市場の週間商品の未達実績が2024年度ベースで8割を超えている状況を受けて、**緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水発電機の Δ kWを随意契約で調達したい**との相談に対し、**監視等委員会事務局**で内容の確認を行い、これを認めることとした。
- その後、第3回制度設計・監視専門会合（2024年11月）にて、夏季（7月、8月）の運用状況の御報告をしたところであるが、今般、中部電力パワーグリッドより、**夏（重負荷期）・秋（軽負荷期）を通した運用状況**について御報告いただく。
- この後、中部電力パワーグリッドから運用状況の報告をいただくことも踏まえ、**次年度に向けた他の一般送配電事業者への横展開等**について御意見いただきたい。

中部エリアの随契調達した揚水発電機の運用状況

契約の概要

契約期間：2024年7月20日～2025年3月31日

契約額：一般送配電事業者への揚水機貸与に伴い発電事業者に発生する、卸電力取引市場での逸失利益及び供給力の減少に伴う代替調達コスト等の実績に対し、事後精算を実施。（精算額は、発電事業者が運用する他の揚水発電機ユニットの実績値を元に算定）

契約容量：約61万kW

運用状況（7月～8月実績）

稼働状況：夏季の調整力指令は限界的なkWh価格が低い火力発電の機会が多く、火力発電よりも相対的にkWh価格が高い揚水発電の発動機会は少なく、稼働率は低かった。また、発電事業者による揚水運用のときは、24時時点で一般送配電事業者が一旦、発電事業者の計画水位に合わせる必要があり、一般送配電事業者の需給調整には不要な揚発、揚水運転が発生していたが、本契約によりその制約が緩和されたことも稼働率低下の要因となった。

支払実績：同期間の中部エリアの週間市場調達単価（中部エリア：4.2円/ΔkW・h、全国加重平均：6.6円/ΔkW・h）よりも安価となり、かつ総合的な需給調整費用はレベニューキャップ申請単価（2.3円/ΔkW・h）を下回る水準に抑制された※。

※ 数字は、レベニューキャップも複合商品ベースで申請していたため、実績も複合商品の単価で確認。

なお、精算額は、発電事業者側が運用する揚水発電機の逸失利益及び代替調達コスト等となるが、重負荷期（夏・冬）は、限界費用の諸元となるポンプアップ原資の調達コストが軽負荷期（春・秋）と比べ相対的に高いため（スポット市場価格が0.01円/kWhとなるコマ数が少ない）、市場収益が得られにくい傾向となる。このため、卸電力取引市場での逸失利益は抑制され、一般送配電事業者から発電事業者への支払い額は少なくなる。一方、軽負荷期は逆の傾向となり、市場収益が得られやすく、一般送配電事業者から発電事業者への支払い額は、重負荷期よりも多くなる可能性が高い。このため、**経済性評価は、重負荷期と軽負荷期を通して確認することが必要。**

揚水発電機を随契調達することの意義について①

安定的な調整力の事前確保

- 揚水発電は、短時間での起動停止が容易であり、負荷追従性も高いため、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る。特に、需給調整市場の商品区分における一次調整力、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、現状は一部のエリアを除けば、一次調整力、二次調整力①の調達率が低い状況が続いている。
- 発電BG側で、揚水発電を一次調整力や二次調整力①等の週間商品に応札するのが難しい理由としては週間断面での需給予測を踏まえた水位管理の難しさや、並列要件を満たすことのハードルが高いといった意見が上がっている。
- なお、2026年度以降、需給調整市場の全商品がスポット市場取引後に実施される前日取引に移行する。これにより、これまで週間取引に応札することが難しかったリソースの ΔkW が需給調整市場に供出されることが期待される一方で、需給調整能力の高い揚水発電が、スポット市場で先取りされ、調整力として十分に活用できない懸念も生じるとの声もある※。
- 上記の観点を踏まえれば、今回の中部エリアにおける随契調達を含め、一般送配電事業者が揚水発電等の必要な調整力の一部を需給調整市場とは別の方法で一定期間予約確保することは、安定的な需給運用、すなわち周波数維持義務の確保の観点から、一定の意義があると考えられるのではないかと。

※ 広域機関の第35回需給調整市場検討小委員会（2023年1月24日）における前日取引移行化の検討においては、余力活用契約又は需給ひっ迫時の容量市場リクワイアメントにより、バランス停止機の追加起動を行い、起動済みの高性能リソースの持ち下げにより、高性能リソースの確保が可能という考えが示されており、必ずしもこのような懸念が生じるとは限らない。

揚水発電機を随契調達することの意義について②

広域予備率の運用改善

- 現行の広域予備率は、需給調整市場での調達不足の影響により、週間・翌々日時点の広域予備率がエリアによって顕著に低下する傾向があり、**広域予備率が実態に即した値となっていない**といった課題がある。現在、資源エネルギー庁、広域機関において対策が検討されている。
- 今回の中部エリアにおける随意契約では、調達した揚水発電機の供給力を広域予備率の供給力に計上するとともに、その ΔkW を需給調整市場の募集量から控除している。このように一般送配電事業者が揚水発電機を一定期間予約確保できれば、週間・翌々日時点の供給力に計上可能となるため、**広域予備率の運用改善に資する**と考えられる。

（参考）一時的なTSO運用・随意契約の場合のイメージ

59

電力広域的運営推進機関
第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1（2024年10月）

■ 一時的なTSO運用や随意契約を適用した場合の対応や予備率のイメージは以下の通り。



79

揚水発電機の随契調達の今後について

- 今回、中部エリアで実施されたブラックスタート機能契約のある揚水発電機の ΔkW を随意契約にて調達する方法は、**安定的な調整力の事前確保及び広域予備率の改善の観点からも意義のある取組**だと考えられる。また、**一般送配電事業者の創意工夫による、このような調整力の調達安定化・費用低減の取組は評価に値する。**
- 本来、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。
- しかしながら、上記の意義を踏まえ、**今後、中部エリアのブラックスタート機能契約のある揚水発電機の ΔkW の調達事例を参考に、他の一般送配電事業者においても、次年度に向けて必要に応じ、揚水発電機の ΔkW を随意契約にて調達することを検討する余地はあるのではないか※。**

※監視等委員会事務局において、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性等について一般送配電事業者に説明を求め、確認を行うことを前提とする。

- なお、他の一般送配電事業者の検討に資するよう、次回以降の会合にて、中部エリアにおける随契調達された揚水発電機の夏（重負荷期）、秋（軽負荷期）を通した運用状況を報告したい。