

最終保障供給のスポット市場での 原資調達の影響結果について

第84回 制度設計専門会合
事務局提出資料

2023年4月25日



本日の議論内容について

- 前回の制度設計専門会合で最終保障供給原資のスポット市場からの調達に係る影響分析の結果について御議論いただいたところ。
- 4月以降の一般送配電事業者の市場調達については、資源エネルギー庁の第60回電力・ガス基本政策小委員会において、本会合での御議論を踏まえ、一部とは言え、コスト抑制効果が実現していない以上、現在の市場調達方法に見直すべき点はないか、検討する必要があるとし、3月末で一時的に中止することとされた。
- また、再開にあたっては、今後の社会的コストの抑制に向けて、当委員会と連携し、入札条件等について検討した上で、最終保障供給契約の推移を踏まえ、再開の是非を判断することが整理されている。
- 今般、改めて約定実績のあった全コマの分析結果と、コスト削減効果が実現していないコマについての要因分析について御議論いただく。

前回の制度設計専門会合における委員コメント

- ✓ 地域別に効果があったところとそうでないところが出た。その要因として想定されているものがあるか。（二村委員）
- ✓ スポット市場から調達せず、あらかじめ確保した調整力で対応した部分があると思うが、これだけ多くの最終保障供給に対応しなければならない中で、市場から調達せず、調整力で対応できる枠内で対応することになるが、調整力の調達ルールを決定した際、これだけの最終保障供給の契約件数を想定していたわけではない。それでも安定供給上、調整力でこれだけ多くの最終保障供給に対応できるというのは、調整力の調達量が多すぎるのではないか。調整力市場の改革も含め検討を進めてほしい。（松村委員）
- ✓ 調整力を過剰に調達するより、市場を活用することが望ましく、一般送配電事業者による市場調達を否定するものではない。一般送配電事業者が市場に参加することが間違っているわけではない。調査を継続することは強く支持する。（松村委員）
- ✓ 最終保障供給原資の調達はスポット市場であるべきであり、調整力で対応する方がおかしい。スポット市場もしくは時間前市場を活用しながら費用を抑えることを一般送配電事業者にやっていただくのがいいのではないか。費用負担が託送料金になったり、インサイダー情報を持っていたりと難しい点はあるが、他の市場参加者と同じようにしていただくものだと思う。市場調達ができないのであれば、BGが委託で入っても市場調達とするべきではないか。（国松オブザーバー）
- ✓ 一般送配電事業者として調達コストが増大している要因の分析や対応策について検討するとともに、対象コマを増やしての分析もしているところ。引き続き、各社において、最終保障供給量の減少に向けて、需要家に対して改定後の内容を丁寧に説明するとともに、小売電気事業者の一覧の提供など情報提供にも努める。（平岩オブザーバー）

- 前頁までの分析結果を踏まえると、一般送配電事業者による最終保障供給原資をスポット市場から調達した行為については、複数のエリアにおいて、一般送配電事業者が市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット市場の約定費用よりも低いコマがあることが確認された。また、複数のエリアでは逆の現象が起こっており、さらに、スポット市場価格の上昇を勘案しても社会的コストが減少しているコマもあった。
- 一般送配電事業者のスポット市場調達によりスポット市場価格が上昇するなど市場参加者の負担増が生じている中で、一般送配電事業者の調整力調達だけをとっても調達コストが増加しているコマがあるということは、**少なくとも当該エリアの当該コマについては社会的コストの抑制が図れていない**ことを意味するのではないかと。
- このため、一般送配電事業者による最終保障供給原資のスポット市場調達について、今回の分析結果を踏まえ、取引を一時中止した上で今後の対応を検討することも考えられるのではないかと。

【参考】②スポット市場での原資調達による社会的コストへの

第60回 電力・ガス基本政策小委員会
(2023年3月29日) 資料4

- 一般送配電事業者の試算によると、最終保障供給原資の確保措置として、スポット市場での原資調達を行ったことで、月単位ではいずれの一般送配電事業者の調達コストも削減に寄与していることが確認された。

①最終保障供給による収入（託送料金相当分・賦課金・消費税を除く）

②スポット市場調達を行った場合の最終保障供給のための調達費用

（スポット市場調達平均単価×スポット市場調達率＋V1平均単価×（1－スポット市場調達率））×最終保障供給用調達量（ロス率加味）

③スポット市場調達がなかった場合の最終保障供給のための調達費用

V1平均単価×最終保障供給用調達量（ロス率加味）

最終保障供給収支：①－② スポット市場調達加減：①－③ **社会的コスト低減額：③－②**

（単位：億円）

		8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
北海道	最終保障供給収支	▲1.2	▲3.1	▲0.3	0.5	4.2	5.1	5.9
	市場調達加減	市場調達開始 →				3.1	3.2	2.7
	社会的コスト低減額					1.1	1.9	3.2
東北	最終保障供給収支	▲28	▲19	▲3.2	2.0	3.5	8.1	8.8
	市場調達加減	市場調達開始 →				▲0.2	5.2	4.8
	社会的コスト低減額					3.7	2.9	4.0
東京	最終保障供給収支	▲93	▲21	▲10	35	23	80	105
	市場調達加減	▲145	▲115	市場調達開始 →	6	▲48	46	94
	社会的コスト低減額	51	94		29	71	33	12

各社の取引状況を送配電網協議会にてとりまとめ（試算値のため今後変更の可能性がある）

【参考】②スポット市場での原資調達による社会的コストへの

第60回 電力・ガス基本政策小委員会
(2023年3月29日) 資料4

(単位：億円)

		8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
中部	最終保障供給収支	▲47	▲68	▲4.6	16.5	5.3	21.9	28.0
	市場調達ナカセバ	市場調達開始 →			5.1	▲18.1	16.0	15.6
	社会的コスト低減額				11.4	23.4	5.9	12.4
北陸	最終保障供給収支	▲5.5	0.4	2.3	▲0.9	0.4	1.2	2.4
	市場調達ナカセバ	▲6.1	▲1.2	市場調達開始 →		▲0.2	0.2	0.4
	社会的コスト低減額	0.7	1.6			0.6	1.1	2.0
関西	最終保障供給収支	▲16.0	▲31.0	▲25.6	▲6.7	▲2.6	4.6	7.0
	市場調達ナカセバ	市場調達開始 →				▲6.7	▲0.5	▲2.4
	社会的コスト低減額					4.1	5.1	9.4
中国	最終保障供給収支	▲11.7	▲10.7	4.1	7.8	6.7	12.6	16.7
	市場調達ナカセバ	市場調達開始 →	▲10.7	市場調達開始 →		5.8	11.5	12.8
	社会的コスト低減額		調達実績なし			0.9	1.0	3.9
四国	最終保障供給収支	▲1.5	0.5	0.4	▲0.5	▲0.4	0.0	0.3
	市場調達ナカセバ	市場調達開始 →				▲0.4	▲0.2	▲0.1
	社会的コスト低減額					0.1	0.2	0.4
九州	最終保障供給収支	▲1.3	▲1.1	0.64	1.9	▲4.9	0.8	▲0.8
	市場調達ナカセバ	市場調達開始 →				▲4.9	0.8	▲0.8
	社会的コスト低減額					調達実績なし		

- 一般送配電事業者によるスポット市場での最終保障供給の原資調達について、4月以降の対応を検討するため、最終保障供給契約件数の推移や社会的コストの低減、スポット市場への影響を確認したところ、以下のとおりであった。
 - ① 最終保障供給契約件数は緩やかに減少しているが、引き続き高水準。更なる低減に向けて、一般送配電事業者において、小売電気事業者との契約への切替えを促す取組を実施中。
 - ② 一般送配電事業者の試算によると、スポット市場で最終保障供給の原資を調達したことで、市場調達を行わずに調整力を用いた場合に比べ、各一般送配電事業者のコストは毎月一定程度削減された。
 - ③ 電力・ガス取引監視等委員会の分析によると、複数の一般送配電事業者において、市場調達に要した費用が、市場調達を行わずに調整力を用いた場合の費用を上回るコマがあった。
- 本来、調整力は、現在のような高水準の最終保障供給の契約件数に対応する前提として調達していない。また、一般送配電事業者の試算によると、スポット市場での原資調達により、コスト削減効果が生じている。
- したがって、一定規模の最終保障供給契約が継続している状況においては、スポット市場への影響に留意しつつ、一般送配電事業者による市場調達を許容することを基本としてはどうか。
- 他方、電力・ガス取引監視等委員会の分析によると、市場調達が必ずしも社会的コストの抑制に寄与していないケースが確認されている。同分析の対象は一部時間帯に限定されているものの、一部とは言え、コスト抑制効果が実現していない以上、現在の市場調達方法に見直すべき点はないか、検討する必要がある。
- このため、一般送配電事業者による最終保障供給原資のスポット市場からの調達については、3月末までで一時的に中止することとしてはどうか。
- その上で、今後の市場調達については、社会的コストの抑制に向けて、電力・ガス取引監視等委員会と連携し、入札条件等について検討した上で、最終保障供給契約の推移を踏まえ、再開の是非を判断することとしてはどうか。

1. スポット市場で約定実績ある全コマの分析結果

(1) 分析手法について

(2) 分析結果について

(3) まとめ

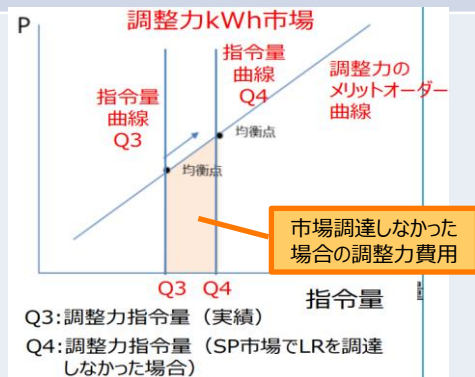
2. 市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット市場の約定費用よりも低いコマの要因分析

(1) 分析手法について

- スポット市場での約定実績がある全コマの分析にあたっては、**作業の効率化の観点から手法を簡略化**した。分析手法の違いを検証したところ、コスト削減効果の試算額が変化する事業者もあったが、前回分析からコスト削減効果が増加する事業者もいれば減少する事業者もあり、変化の方向性に大きな偏りはないと考えられることから、**全体的な趨勢を判断する上では簡略化した手法を採用して差し支えないものと判断**した。
- なお、電力・ガス基本政策小委員会において、一般送配電事業者が試算した方法は、最終保障供給原資以外の調整力費用も含まれた月間加重平均単価を使用した分析だったことから、コマ毎の分析には採用しないこととした。

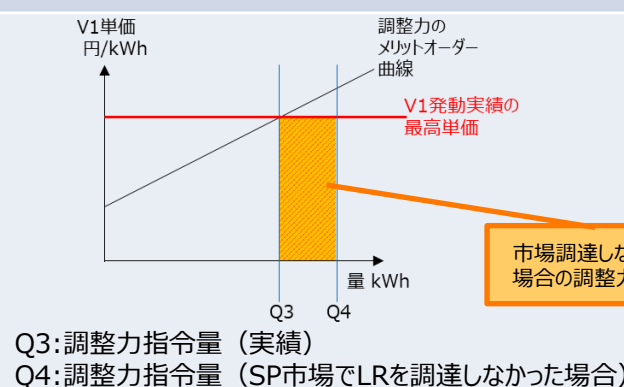
前回の分析手法

実際の運転点から、LR市場調達分を加算した場合の調整力単価にLR量に乗じたものを市場調達しなかった場合の調整力費用として試算



今回の分析手法

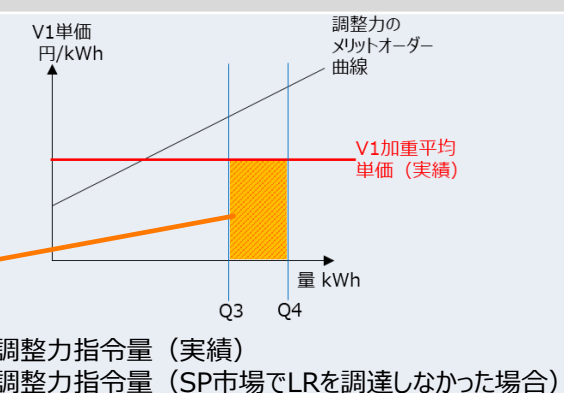
実際に発動されたV1単価のうち最も高価な単価（下図のQ3の単価に相当）にLR量に乗じたものを市場調達しなかった場合の調整力費用として試算



基本政策小委員会における一般送配電事業者の分析手法

実際に発動されたV1の清算料金を発動電力量で除した加重平均単価にLR量に乗じたものを市場調達しなかった場合の調整力費用として試算

(注) 市場調達できなかったコマのV1と、LR以外の要因により発生したV1が混在。また、平均しているため、下図Q3の単価よりも安価となる。



(1) 分析手法について

- 各社の前回の分析（詳細分析）と、今回の分析（一部簡略化した分析）との差異を確認したところ、精度は劣ると考えられるものの特定の方向に偏るものではないため、全体的な趨勢を見るうえでの代替的分析手法として利用して差し支えないと判断される。

北海道NW

差異はほぼなかった。

分析対象 コマ	前回 分析	今回 分析	差異 (今回－ 前回)
2022/12/24 00:00-00:30	228,756	228,756	0
2022/12/26 07:00-07:30	▲ 25,520	▲25,520	0
2022/12/26 07:30-08:00	▲ 31,088	▲31,088	0
2022/12/27 15:30-16:00	▲ 39,623	▲39,623	0
2022/12/29 07:30-08:00	▲ 278,852	▲278,852	0
2022/12/26 11:00-11:30	▲ 25,730	▲25,730	0
2022/12/24 00:30-01:00	▲ 185,680	▲185,686	▲ 6
2022/12/24 09:30-10:00	▲ 109,715	▲109,715	0
2022/12/26 06:30-07:00	13,750	13,750	0
2022/12/26 10:00-10:30	▲ 125,171	▲125,171	0

「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））

東北NW

プラス側の差異（前回分析よりもコスト削減効果が大きく見える）が多く出た。

分析対象 コマ	前回 分析	今回 分析	差異 (今回－ 前回)
2022/12/16 16:30-17:00	▲ 96,618	▲85,408	11,210
2022/12/16 17:00-17:30	▲ 751,211	▲146,812	604,399
2022/12/16 17:30-18:00	▲ 1,524,314	▲1,279,364	244,950
2022/12/16 18:00-18:30	▲ 127,764	▲ 127,764	0
2022/12/15 16:30-17:00	1,256	238,012	236,756
2022/12/15 17:00-17:30	▲ 136,329	▲55,488	80,841
2022/12/15 16:00-16:30	▲ 251,163	258,951	510,114
2022/12/15 17:30-18:00	▲ 527,240	214,662	741,902
2022/12/16 07:00-07:30	102,644	456,536	353,892
2022/12/16 07:30-08:00	▲ 211,395	532,824	744,219

「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））

東京PG

マイナス側の差異（前回分析よりもコスト削減効果が小さく見える）が多く出た。

分析対象 コマ	前回 分析	今回 分析	差異 (今回－ 前回)
2022/12/19 07:00-07:30	552,669	500,266	▲ 52,403
2022/12/19 20:00-20:30	1,929,359	1,929,359	0
2022/12/19 17:30-18:00	996,616	989,462	▲ 7,154
2022/12/19 19:30-20:00	1,466,112	1,363,050	▲ 103,062
2022/12/23 17:30-18:00	880,092	200,046	▲ 680,046
2022/12/19 17:00-17:30	624,306	619,920	▲ 4,386
2022/12/20 07:30-08:00	3,148,589	2,790,835	▲ 357,754
2022/12/19 16:00-16:30	6,756,834	6,586,444	▲ 170,390
2022/12/23 17:00-17:30	4,178,474	3,538,017	▲ 640,457
2022/12/19 16:30-17:00	17,226	17,226	0

「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））

(1) 分析手法について

中部PG

マイナス側の差異（前回分析よりもコスト削減効果が小さく見える）が多く出た。

（なお、前回の分析手法では、火力発電の追加起動が必要であり、最低出力にかかる平均費用が含まれていていたことから差異が大きくなった。）

分析対象 コマ	前回 分析	今回 分析	差異 (今回－ 前回)
2022/12/20 07:00-07:30	290,440	▲141,940	▲ 432,380
2022/12/27 06:30-07:00	602,817	▲277,729	▲ 880,546
2022/12/27 07:30-08:00	646,340	▲228,060	▲ 874,400
2022/12/23 16:30-17:00	1,743,510	281,940	▲ 1,461,570
2022/12/19 17:30-18:00	1,942,770	374,220	▲ 1,568,550
2022/12/23 07:00-07:30	2,118,955	288,410	▲ 1,830,545
2022/12/19 18:00-18:30	2,001,920	384,540	▲ 1,617,380
2022/12/19 18:30-19:00	2,129,605	471,105	▲ 1,658,500
2022/12/19 07:00-07:30	2,254,855	329,180	▲ 1,925,675
2022/12/23 17:30-18:00	2,138,790	570,240	▲ 1,568,550

「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））

北陸送配電

差異はほぼなかった。

分析対象 コマ	前回 分析	今回 分析	差異 (今回－ 前回)
2023/01/25 17:30-18:00	▲ 460	▲460	0
2023/01/25 18:00-18:30	3,225	3,225	0
2023/01/25 19:00-19:30	2,090	2,090	0
2022/12/27 18:00-18:30	▲ 144,900	▲144,900	0
2022/12/26 16:30-17:00	▲ 24,760	▲4,760	20,000
2022/12/27 17:30-18:00	▲ 131,280	▲131,280	0
2022/12/15 17:30-18:00	▲ 3,495	▲3,495	0
2022/12/15 16:30-17:00	▲ 229,880	▲166,320	63,560
2022/12/24 17:30-18:00	14,260	14,260	0
2022/12/26 17:00-17:30	▲ 4,940	▲4,940	0

「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））

関西送配電

プラス側の差異（前回分析よりもコスト削減効果が大きく見える）が多く出た。

分析対象 コマ	前回 分析	今回 分析	差異 (今回－ 前回)
2023/01/26 18:00-18:30	600,393	▲15,563	▲ 615,955
2023/01/26 17:00-17:30	163,923	152,041	▲ 11,881
2023/01/26 18:30-19:00	675,665	152,041	▲ 523,623
2023/01/24 17:30-18:00	340,326	642,320	301,994
2023/01/24 18:00-18:30	381,029	766,640	385,611
2023/01/25 08:30-09:00	579,568	1,223,721	644,153
2023/01/24 17:00-17:30	397,416	450,983	53,567
2023/01/24 18:30-19:00	837,330	1,109,830	272,500
2022/12/26 09:30-10:00	919,882	982,317	62,435
2022/12/17 16:30-17:00	1,153,867	819,413	▲ 334,454

「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））

(1) 分析手法について

中国NW

プラス側の差異（前回分析よりもコスト削減効果が**大きく見える**）が多く出た。

分析対象 コマ	前回 分析	今回 分析	差異 (今回－ 前回)
2022/12/23 21:00-21:30	27,750	▲80,250	▲ 108,000
2022/12/23 20:00-20:30	32,370	▲57,270	▲ 89,640
2022/12/23 20:30-21:00	66,400	▲20,000	▲ 86,400
2022/12/22 17:30-18:00	0	0	0
2022/12/23 07:00-07:30	10,010	217,140	207,130
2022/12/22 18:00-18:30	86,240	86,240	0
2022/12/23 09:00-09:30	116,160	471,240	355,080
2022/12/22 18:30-19:00	173,910	173,910	0
2022/12/15 17:00-17:30	0	158,948	158,948
2022/12/24 17:00-17:30	0	93,964	93,964

「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））

四国送配電

差異は**ほぼなかった**。

分析対象 コマ	前回 分析	今回 分析	差異 (今回－ 前回)
2022/12/24 00:00-00:30	7,222	29,762	22,540
2022/12/28 08:30-09:00	▲ 20,793	▲20,793	0
2022/12/28 18:30-19:00	▲ 18,403	▲18,403	0
2022/12/28 19:00-19:30	▲ 16,969	▲16,969	0
2022/12/25 19:30-20:00	▲ 5,398	▲5,398	0
2022/12/26 06:30-07:00	▲ 3,936	▲3,936	0
2022/12/30 19:00-19:30	▲ 38,564	▲38,564	0
2022/12/30 18:00-18:30	▲ 5,202	▲5,202	0
2022/12/24 06:30-07:00	9,568	35,048	25,480
2022/12/26 21:30-22:00	10,071	10,071	0

「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））

1. スポット市場で約定実績ある全コマの分析結果

(1) 分析手法について

(2) 分析結果について

(3) まとめ

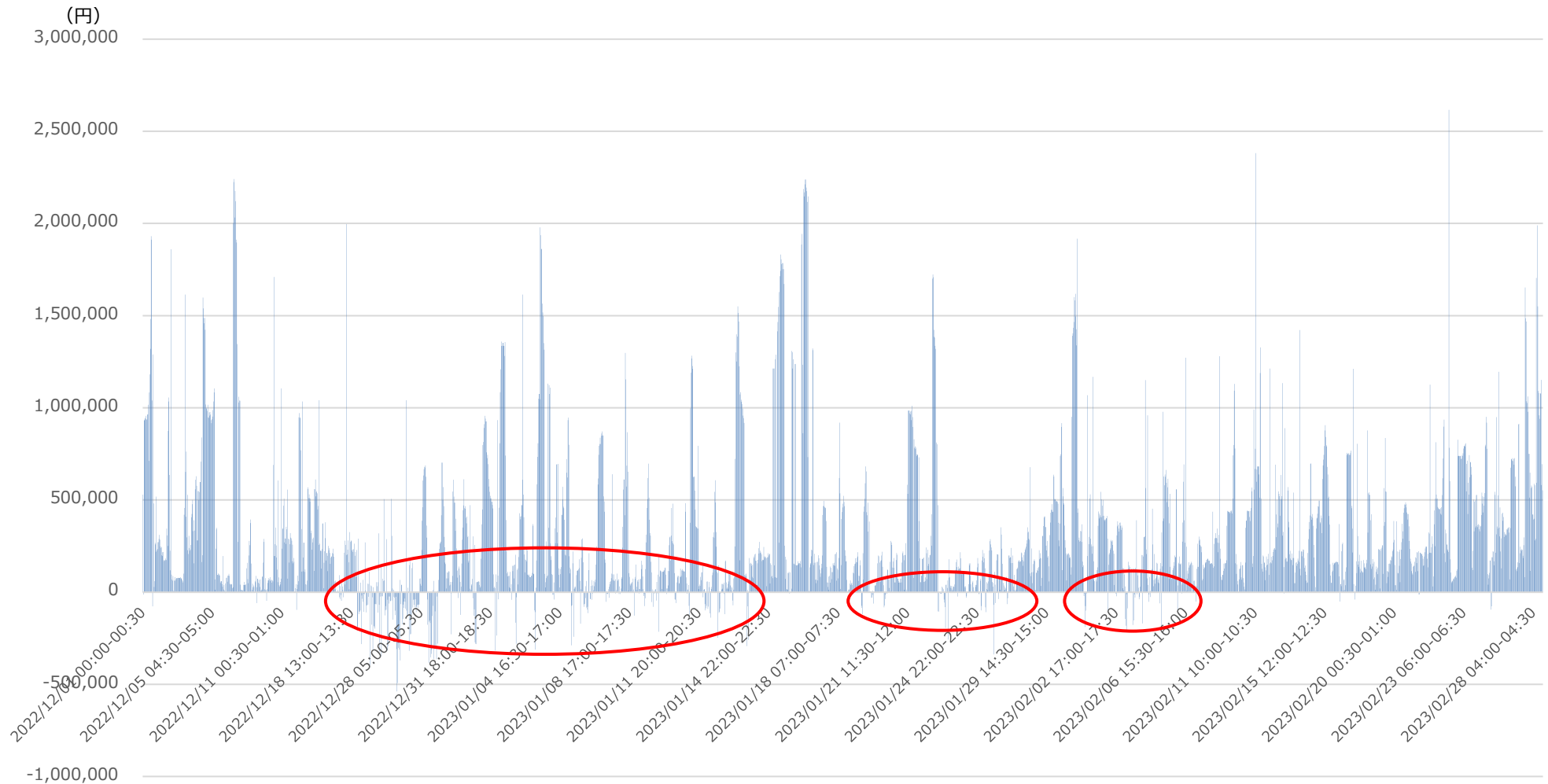
2. 市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット市場の約定費用よりも低いコマの要因分析

(2) 分析結果について

- 各社とも、市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット市場の約定費用よりも高いコマがほとんどであり、ほとんどのコマについて、コスト削減の効果が出ていると考えられる。ただし、前回の分析と同様に一部のコマでは、逆の現象が起こっており、コスト削減の効果が見られなかった。
- 次頁以降に各社のコマ毎の分析結果をグラフで示す。（3月分は未確定のため調達開始日から2月末日まで）

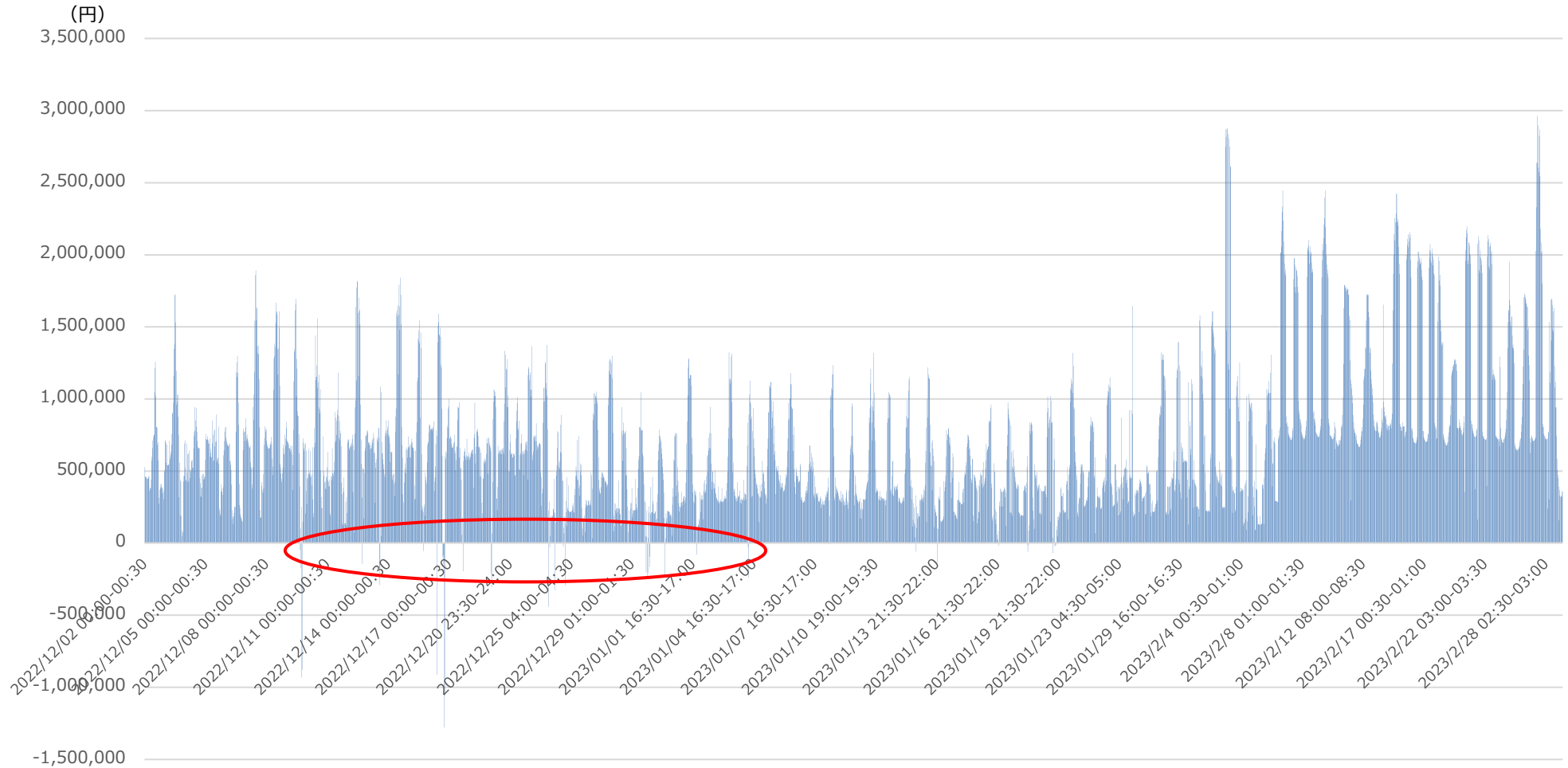
(2) 分析結果について (北海道NW)

- 市場調達開始日12月1日、約定実績2,900コマ、スポット約定費用の方が高いコマ数318コマ



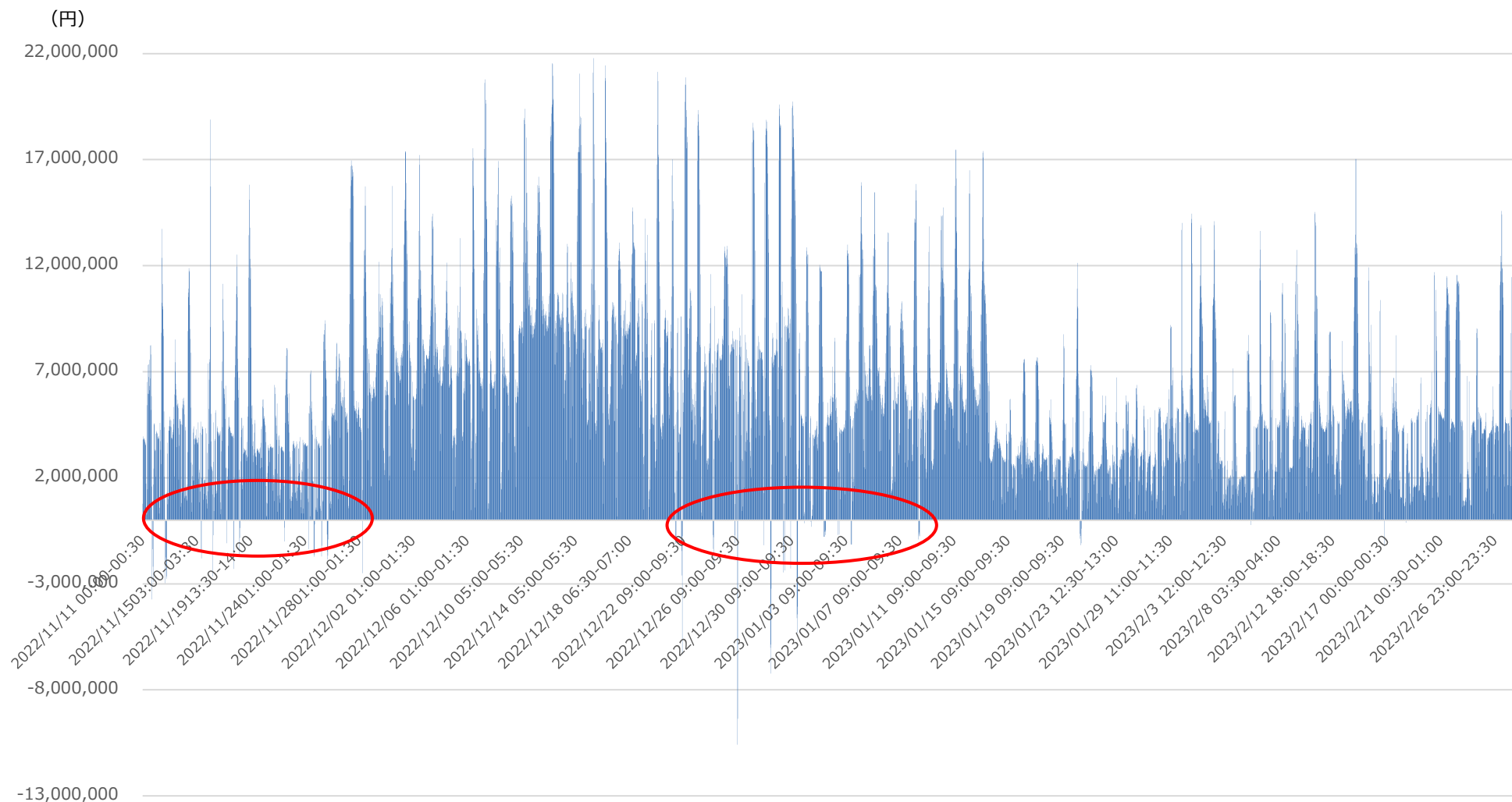
(2) 分析結果について (東北NW)

- 市場調達開始日12月2日、約定実績3,352コマ、スポット約定費用の方が高いコマ数45コマ



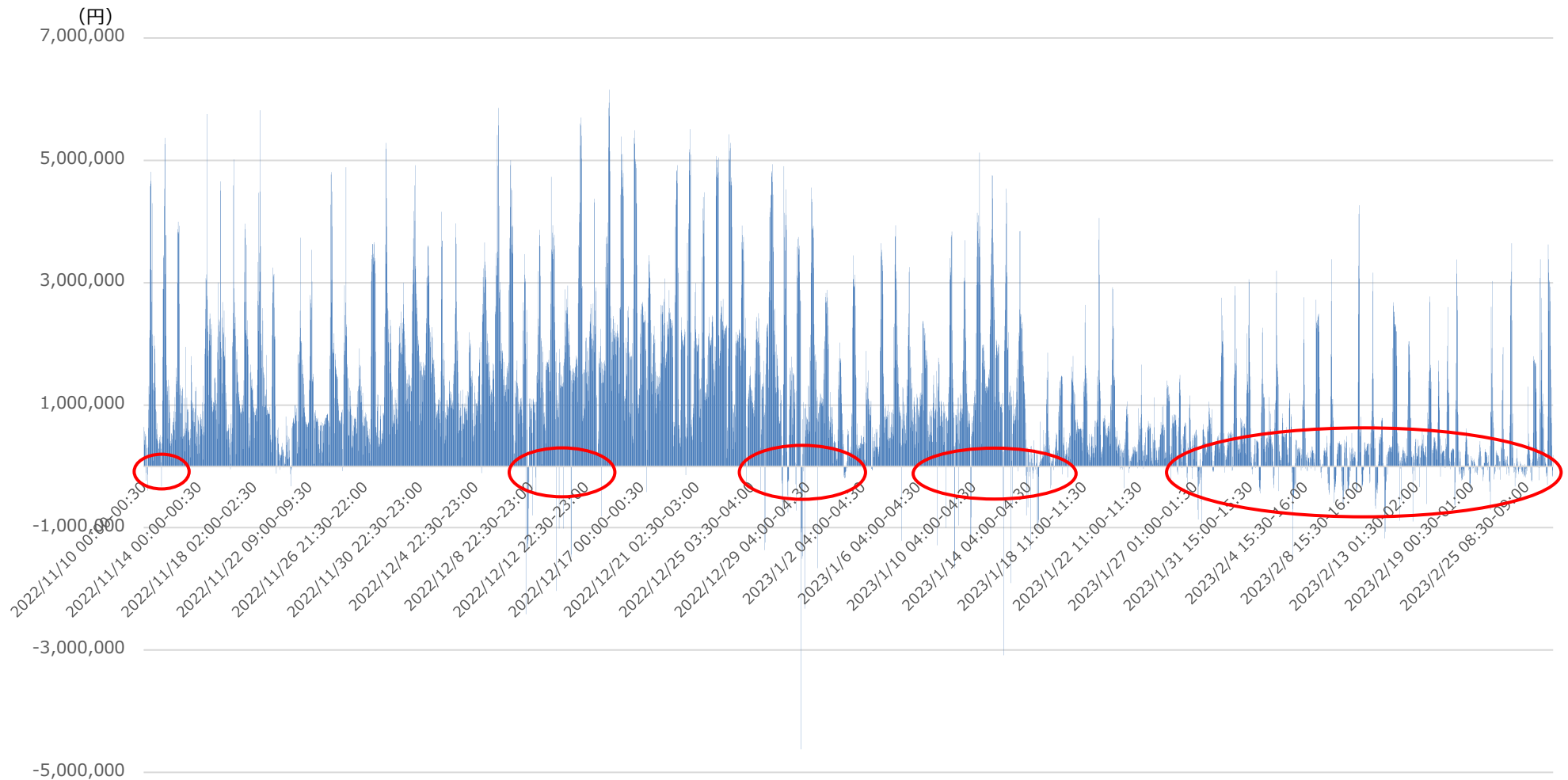
(2) 分析結果について (東京P G)

- 市場調達開始日11月11日、約定実績4,887コマ、スポット約定費用の方が高いコマ数98コマ



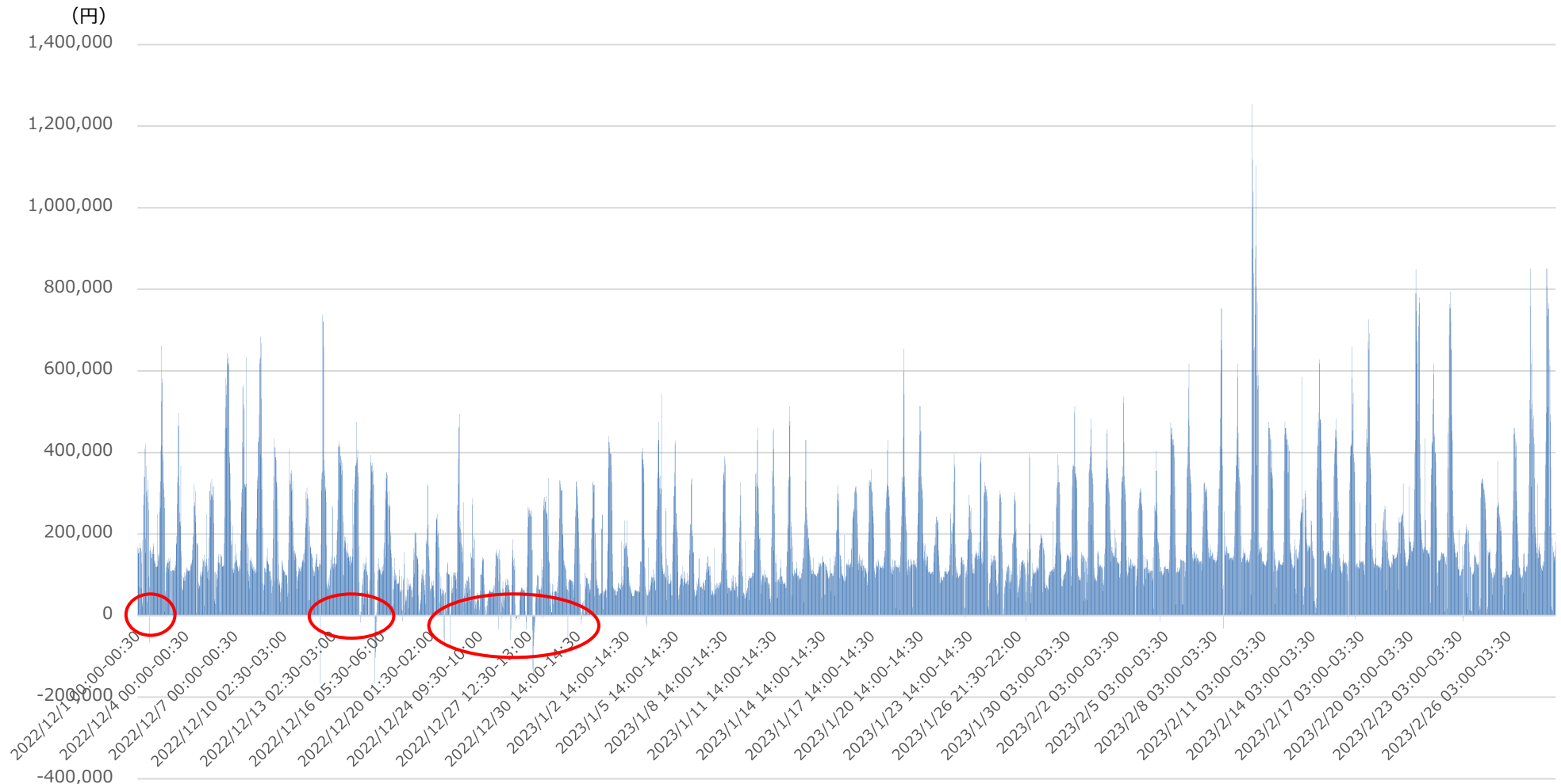
(2) 分析結果について (中部P G)

- 市場調達開始日11月10日、約定実績4,892コマ、スポット約定費用の方が高いコマ数418コマ



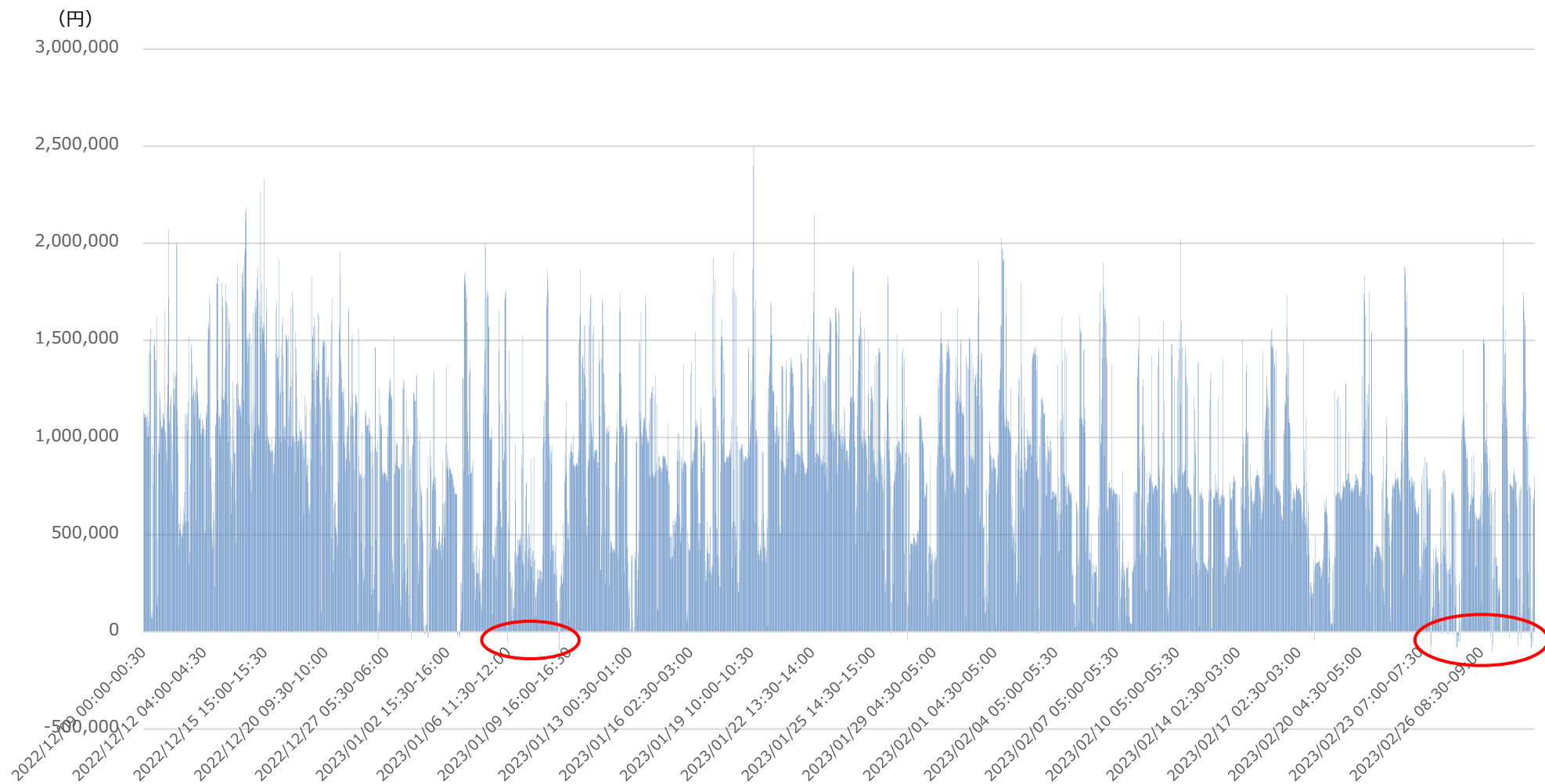
(2) 分析結果について (北陸送配電)

- 市場調達開始日12月1日、約定実績4,170コマ、スポット約定費用の方が高いコマ数61コマ



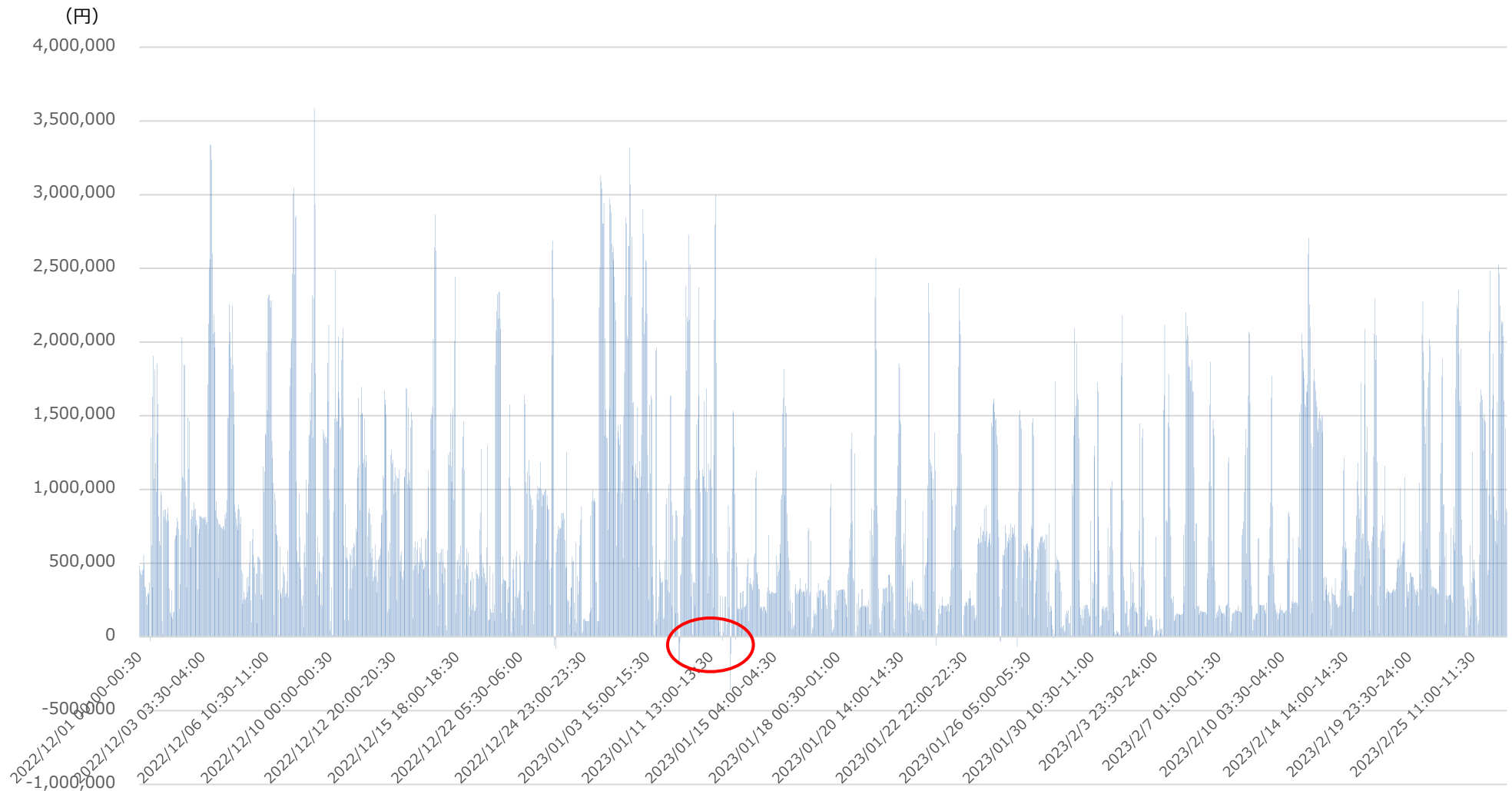
(2) 分析結果について (関西送配電)

- 市場調達開始日12月9日、約定実績3,295コマ、スポット約定費用の方が高いコマ数49コマ



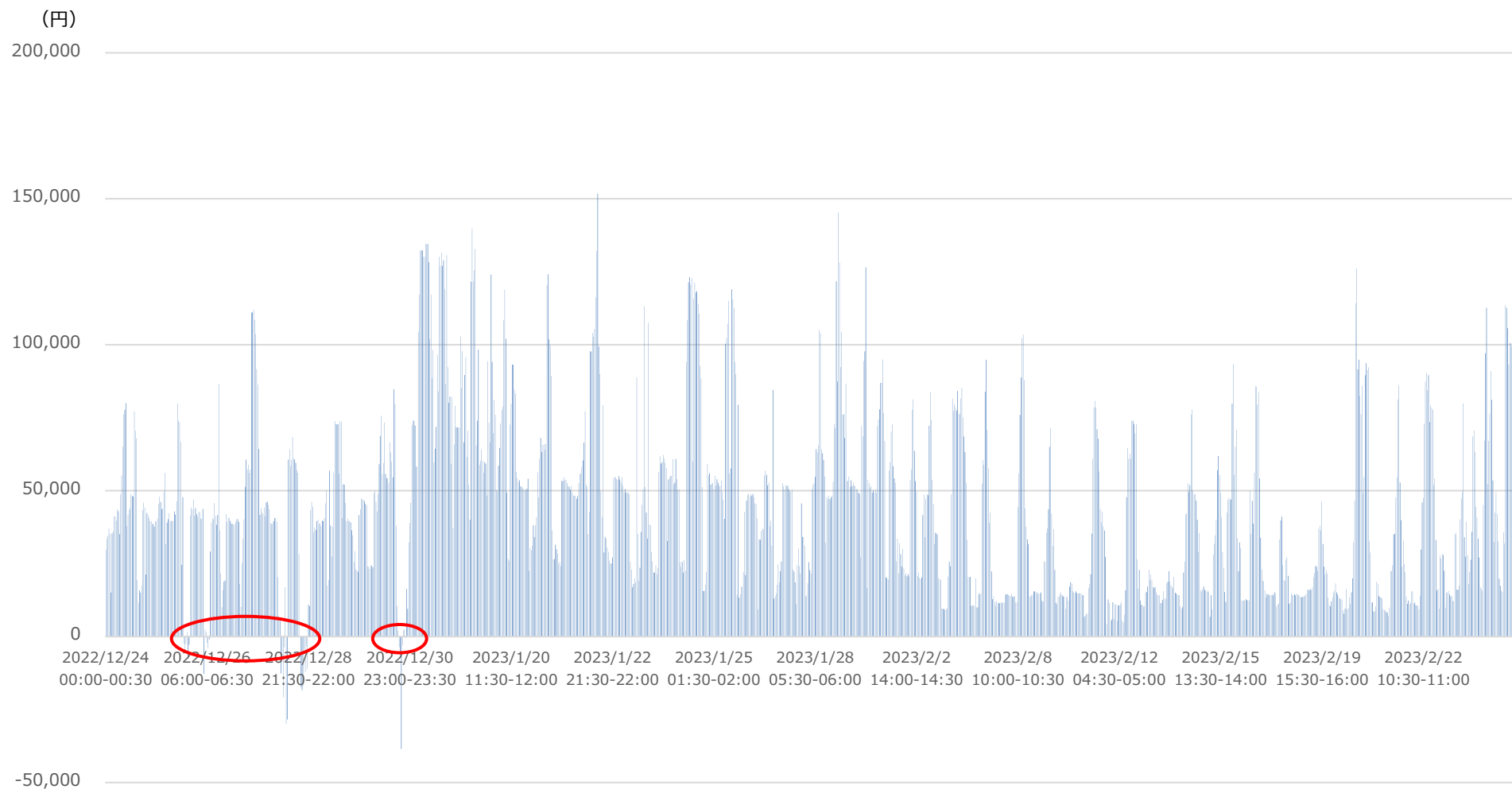
(2) 分析結果について (中国NW)

- 市場調達開始日12月1日、約定実績2,068コマ、スポット約定費用の方が高いコマ数19コマ



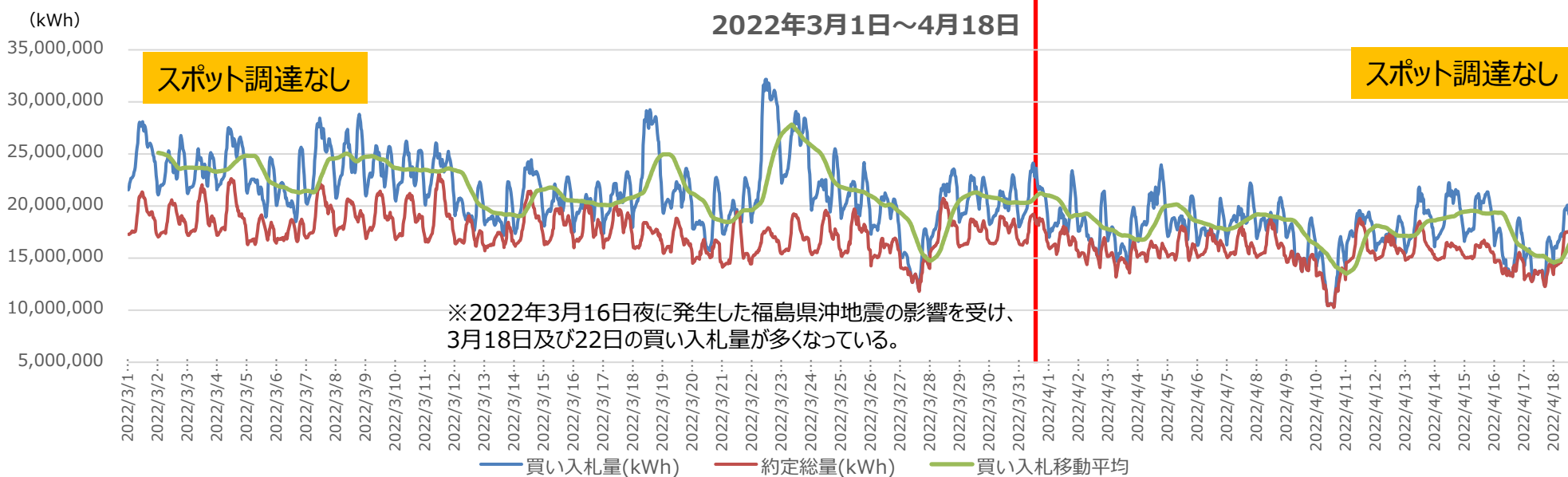
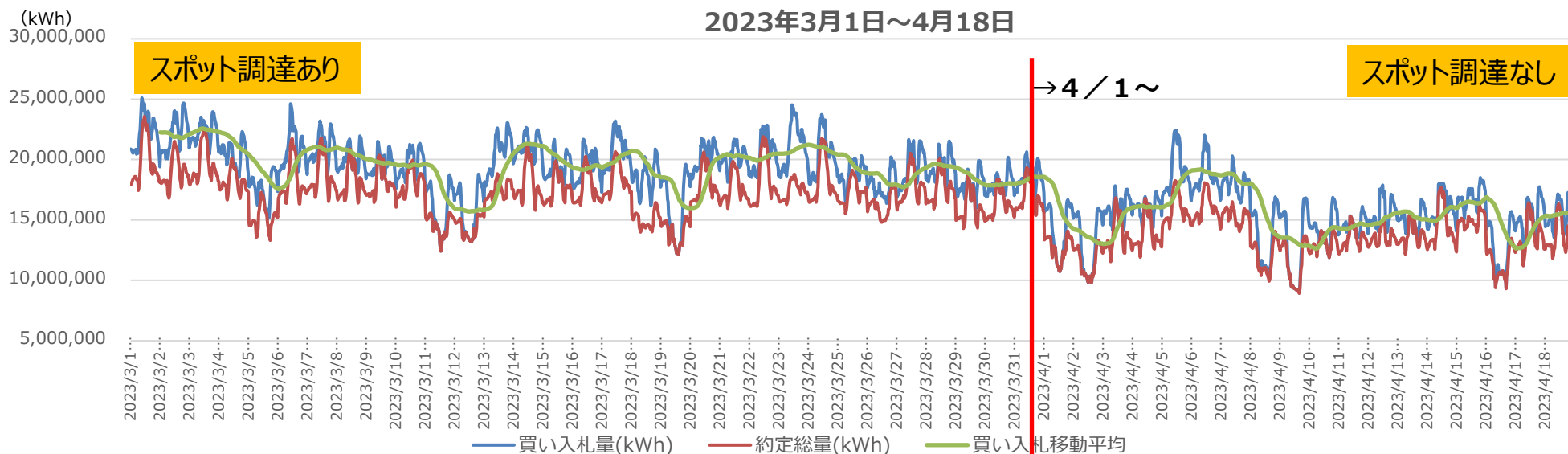
(2) 分析結果について (四国送配電)

- 市場調達開始日12月15日、約定実績1,341コマ、スポット約定費用の方が高いコマ数27コマ



(参考 1) スポット市場における買い入札量の推移

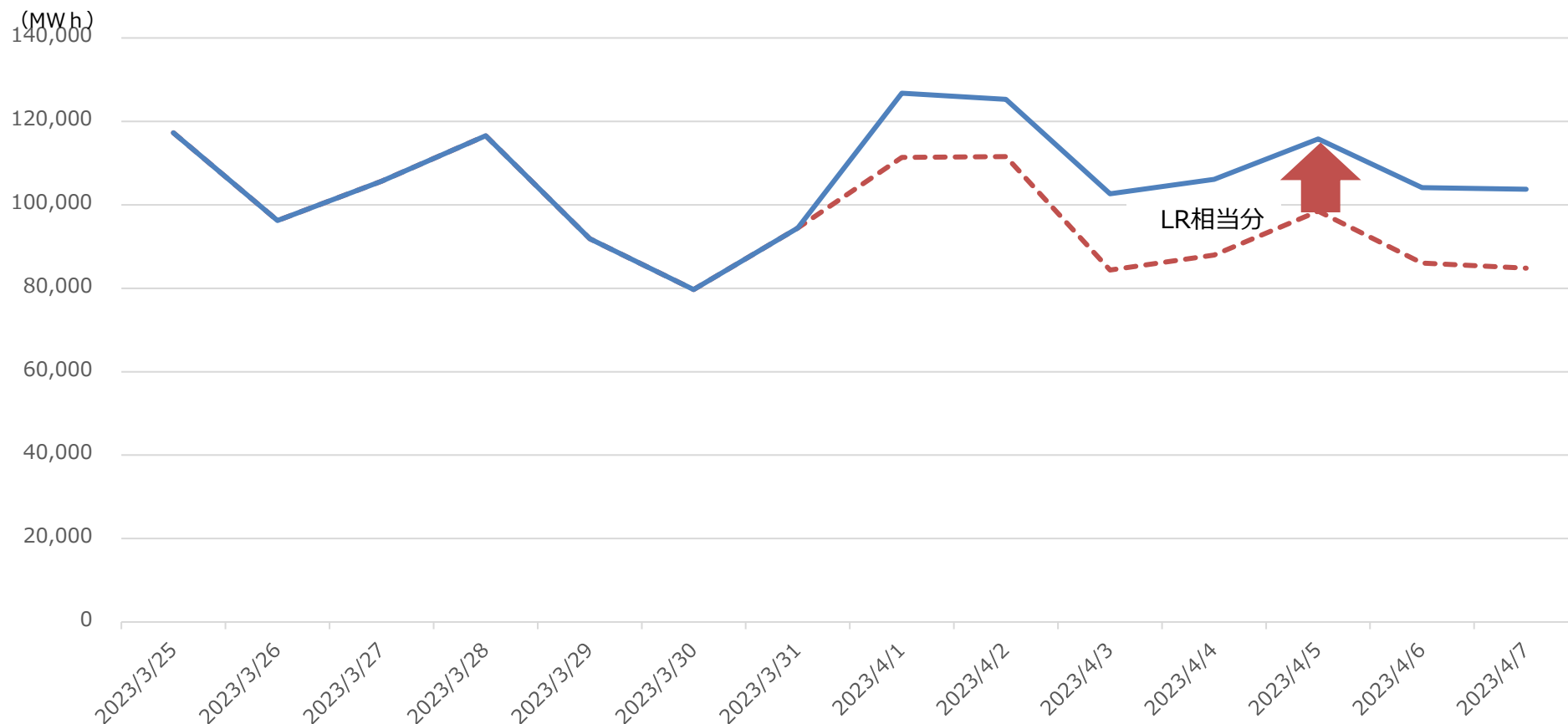
- スポット市場における買い入札量は、4月に入って減少傾向が見られる。



(参考2) 上げ調整電力量の推移

- 最終保障供給の契約電力は、4月に入って3月の約6割程度の約2,900MW※まで減少。
- 4月は、最終保障供給相当分として約1,800MWh／日程度上乗せされている。

上げ調整力電力量（8社合計）



※ 九州送配電除く。

※ 上げ調整電力量は速報値。LR相当分は、3月のスポット市場約定量と4月の最終保障供給契約電力から試算。

1. スポット市場で約定実績ある全コマの分析結果

(1) 分析手法について

(2) 分析結果について

(3) まとめ

2. 市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット市場の約定費用よりも低いコマの要因分析

(3) まとめ

- 最終保障供給契約件数は、4月に入って大幅に減少したものの、依然として全エリアで約2万4千件存在しているところ。また、前回会合等で、最終保障供給については、市場からの調達を活用することが望ましい等の意見があったところであり、市場調達については早期に再開することが望ましいと考えられる。
- 前回の分析（エリアプライスが高かった上位10コマについての詳細分析）では過半のコマについてコスト削減効果が見られない事業者も存在したが、これまで約定実績のある全コマについて改めて分析（簡略化分析）した結果、全事業者について、ほとんどのコマでコスト削減の効果が出ていることが確認できた。（コスト削減効果が見られないコマについての対応については次ページ以降で議論。）
- 確認結果を踏まえて、一般送配電事業者による市場調達を再開して差し支えないと考えられることから、資源エネルギー庁の審議会（基本政策小委員会）の議論を踏まえて、早期に市場調達を再開することとしてはどうか。

1. スポット市場で約定実績ある全コマの分析結果

(1) 分析手法について

(2) 分析結果について

(3) まとめ

2. 市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット市場の約定費用よりも低いコマの要因分析

2. 市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット市場の約定費用よりも低いコマの要因分析

- 入札時には原則として、起動が想定される確保済み調整電源に係る上げ調整単価を想定して入札するものの、**実需給に想定時より上げ調整単価が下がる**ことがある。
- 一般送配電事業者によると、**実需給において上げ調整単価が想定より下がる要因**として、「再エネ増加」「需要減少」「他エリア受電量増加」「BG余剰インバランス」などに伴って**安価な電源に余力が生じた**としている。電源の台数が少ないエリア（北海道エリア等）においては、**ユニット間の上げ調整単価の差が大きく、実需給までに需給が緩和した場合、その差を受けて上げ調整単価が低下し、約定単価を下回るため、コスト増加に転じる影響が大きい**と考えられる。
- また、全コマ分析において相対的にマイナスコマが多かった北海道NWによると、特に深夜帯は太陽光が発電しないため、**昼間帯に比べて相対的にエリアプライスが高い**傾向にあり、**上げ調整単価との差が小さくなる**ことも、コスト増加に転じる影響として考えられるとのこと。
- 今回、**特定の場面においてはコスト削減効果が実現していない**ことが改めて明らかになったことから、**市場調達の再開にあたっては、一般送配電事業者に対し引き続き要因分析と改善努力を求めつつ、今後も必要に応じて委員会から、状況の報告を求める**こととしてはどうか。