

# 2021年度の需給調整市場における 三次調整力②の取引実績について

電力需給調整力取引所

## 三次調整力②の取引実績について

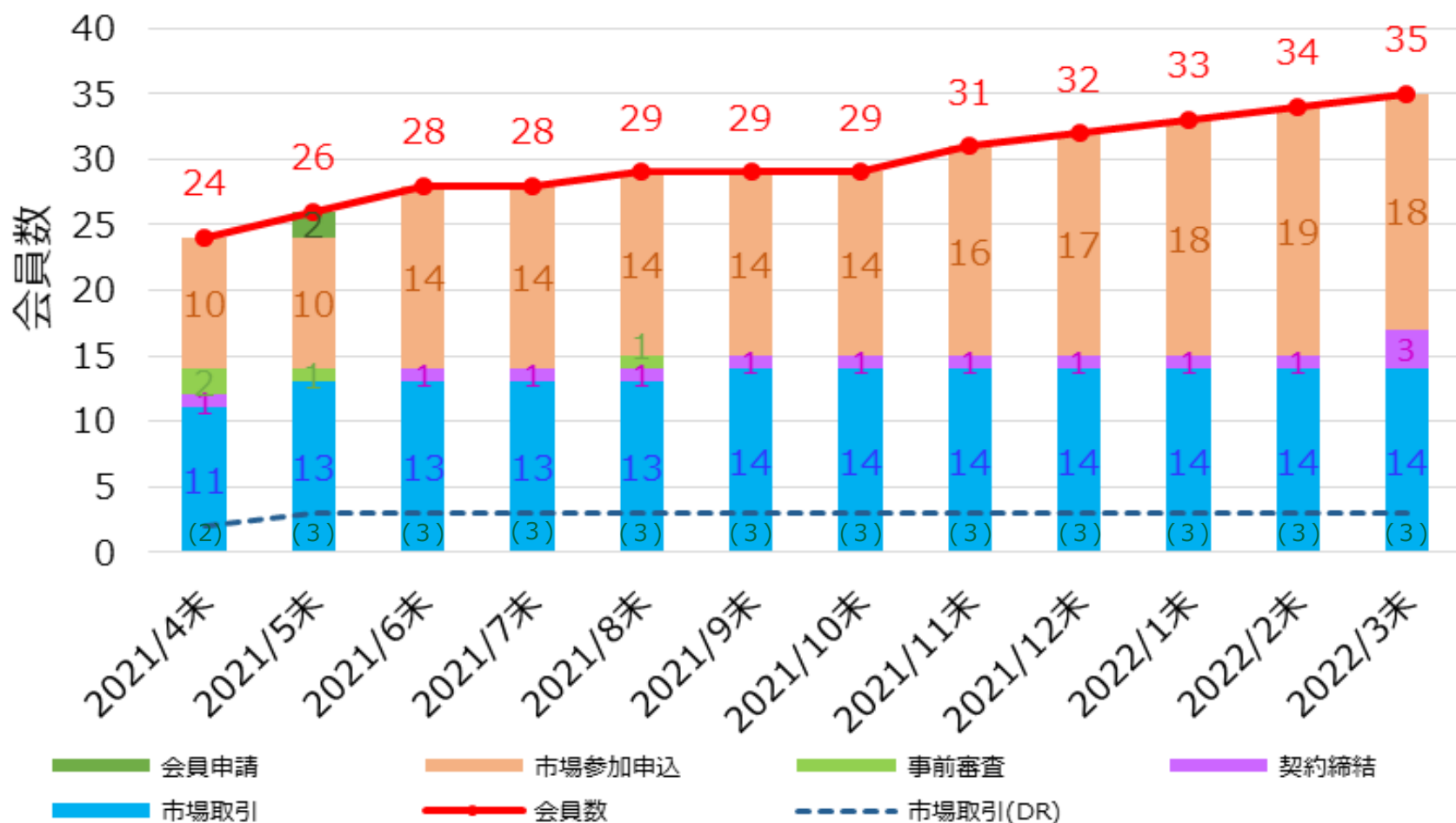
- 2021年4月1日より、需給調整市場が開設され、三次調整力②（以下、三次②）の広域調達・広域運用が開始されました。
- 市場取引開始当初より調整力調達量不足が継続的に発生している中、調整力調達量不足を解消するために各所での取り組みや検討が進められておりますが、電力需給調整力取引所としても市場活性化に向けた取り組み※を進めております。  
(※) ・送配電網協議会HPによる需給調整市場関連情報の公表（取引会員名、日々の取引実績等）  
・取引規程説明会・需給調整市場システム説明会の実施 など
- その一環として、市場の透明性および信頼性向上、プレゼンス向上による市場参加促進等を目的として、2021年度の三次②の取引実績について取りまとめた結果を公表いたします。
- なお、資料に使用するデータおよび表現等の欠落・誤謬等につきましては、当取引所はその責めを負いかねます。また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がございますので、その旨ご了承ください。

# 目次

1. 取引会員数
2. 取引実績
  - 2－1. 必要量推定値と募集量の比較
  - 2－2. 必要量低減に向けた取り組み
  - 2－3. 調達不足量
  - 2－4. 落札単価
3. 広域調達
  - 3－1. 連系線確保量
  - 3－2. 広域調達による調整力調達費用低減効果

# 1. 取引会員数

- 取引会員は増加傾向にあり、2021年度末で35事業者が会員となっており、実際に市場取引を開始しているのは、14会員となっている。
- 14会員のうち、需要リソースにより市場取引を行っている取引会員は3会員となっている。



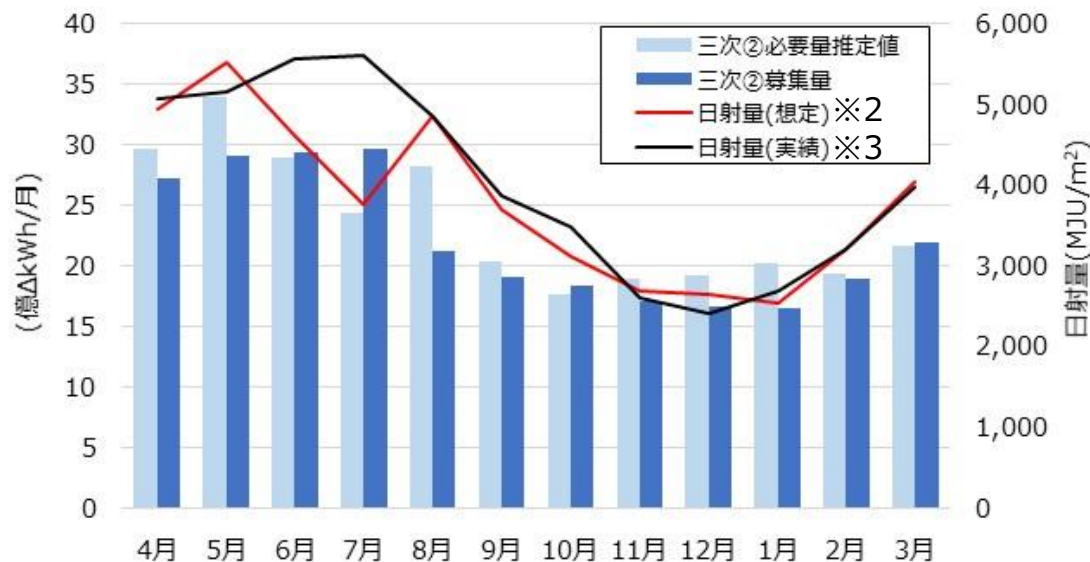
## 2. 取引実績

### 2-1. 必要量推定値と募集量の比較

○三次②の必要量推定値(282億ΔkWh)<sup>※1</sup>と、実際の募集量を比較した結果、日射量の実績<sup>※2</sup>が想定<sup>※3</sup>を上回り、予測誤差に対応する調整力必要量が大きくなった6、7、10月を除いて、概ね募集量は必要量推定値を下回る傾向にあった。

<必要量推定値と募集量の比較>

(億ΔkWh/月)



	4月	5月	6月	7月	
必要量推定値	29.7	33.9	28.9	24.4	
募集量	27.2	29.0	29.3	29.6	
	8月	9月	10月	11月	
必要量推定値	28.1	20.3	17.6	18.8	
募集量	21.2	19.0	18.3	17.0	
	12月	1月	2月	3月	計
必要量推定値	19.2	20.2	19.4	21.6	<b>282.0</b>
募集量	16.7	16.5	18.9	21.9	264.6

<必要量推定値からの増減率>

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
日射量	+3%	▲7%	+20%	+49%	▲0%	+5%	+12%	▲3%	▲9%	+6%	+0%	▲1%	+6%
募集量	▲8%	▲14%	+2%	+22%	▲25%	▲7%	+4%	▲10%	▲13%	▲18%	▲2%	+1%	▲6%

※1 第21回需給調整市場検討小委員会(2021/1/29)における2021年度の三次②必要量推定値

※2 沖縄エリアを除く一般送配電事業者の本社所在地の全天日射量合計より簡易的に作成

また、日射量は前述の実績から作成しているが、三次②募集量は受渡日の前日に算出を行っていることから、時間軸が異なる

※3 必要量推定値は2019~2020年度の予測誤差実績をもとに算定していることから、当該期間の日射実績から算出

## 三次②必要量テーブルの母集団データに関する検証

9

- 一般送配電事業者から提出された三次②必要量テーブルにおける母集団データの詳細を確認した結果は、以下の表の通り。
- このうち、母集団データの採録期間については、2018年11月に開催された第7回需給調整市場検討小委員会において算定方法が整理されて以降、これまでに2019および2020年度の2か年分のデータが蓄積されており、三次②必要量テーブルの策定に当たっては、至近1か年もしくは2か年のデータを採用可能である。
- この点について、再エネの出力予測は気象予測の精度に大きく影響され、また気象状況は毎年異なる傾向を示すことを踏まえると、データの採録期間を単年とした場合、2か年と比較して前年度の気象影響を強く受けることが想定されることから、2021年度向けの三次②必要量テーブルの母集団データの採録期間は、2019～20年度の2か年を採用することは妥当と考えてよいのではないかと。
- 以上を踏まえ、必要量テーブルを構成する母集団データは適切に採録されていると言えるのではないかと。

## 【母集団データに関する確認結果（9エリア共通）】

検証対象	データ項目	確認結果
母集団データ	採録期間	<u>2019～2020年度の2か年に採録したデータを基にテーブルを策定していることを確認</u> ※
	データの種別	FIT特例①および③に係る「前日の予測値」、「GC時点の予測値」、「実績値」を用いて、母集団データを作成していることを確認

※今回の検証においては、2020年度のデータは10月までの実績で実施。11月以降のデータについては、広域機関にて来年度の上期中に再確認予定。

# 【参考】2021年度における三次②必要量の推定値

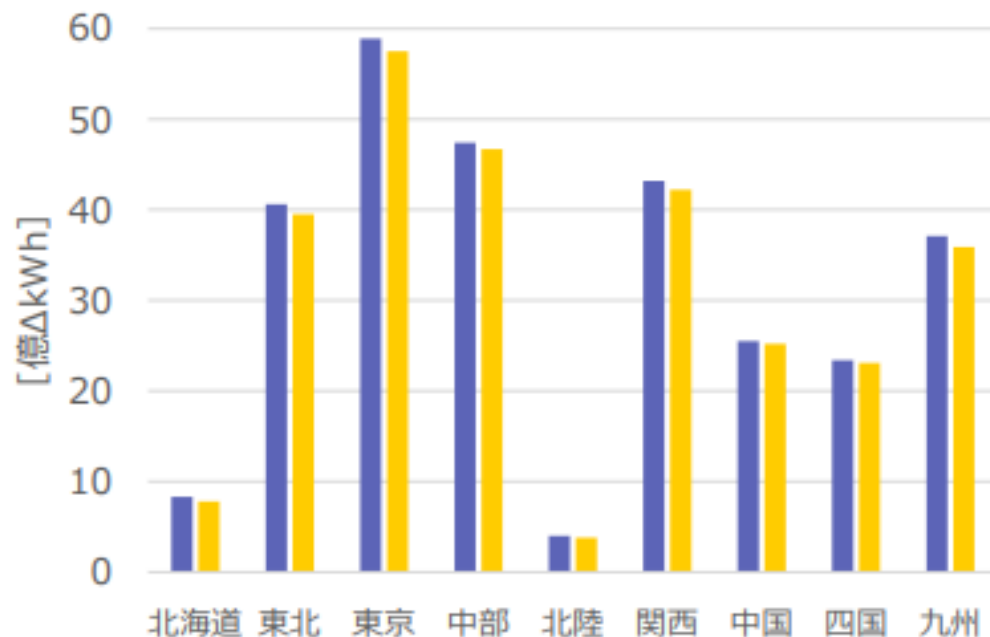
## 2021年度における三次②必要量の推定値について

24

■ 本機関において、一般送配電事業者から提出された三次②必要量テーブルを検証した結果、2021年度における三次②必要量の推定値<sup>※1</sup>は以下の通り。

※1 2019年11月～2020年10月の再エネ予測値を用いて試算

### 【2021必要量推定値】



### 9エリア計

[億ΔkWh]

■ 広域機関検証前 (一般送配電事業者案)	288
■ 広域機関検証後	<u>282</u>
差	▲7 <sup>※2</sup>

※2 四者五入の関係で推定値の差と記載の値が合致しない

## 2. 取引実績

### 2-2. 必要量低減に向けた取り組み

- 三次②募集量が必要量推定値を下回ったことについては、必要量低減に向けた取り組みとして**複数気象モデルを導入**したエリアの拡大も寄与しており、9エリア全体で夏季は6%程度、さらに3月に7%程度の低減効果があった。
- 2022年度からは**複数エリアによる共同調達**を開始していることから、更なる必要量の低減が期待できる。

<複数気象モデル導入による必要量テーブルの低減量※<sup>1</sup>(括弧内は9エリア全体での増減率を示す)> (MW)

	1B	2B	3B	4B	5B	6B	7B	8B	計
<b>夏季</b> ※ <sup>2</sup>	0 (0%)	640 (12%)	▲3,617 (▲10%)	▲3,035 (▲5%)	▲3,089 (▲5%)	▲3,702 (▲10%)	▲423 (▲6%)	0 (0%)	▲13,226 (▲6%)
関西	0 (0%)	▲51 (▲1%)	▲3,636 (▲10%)	▲1,160 (▲2%)	▲1,837 (▲3%)	▲2,844 (▲8%)	▲180 (▲2%)	0 (0%)	▲9,708 (▲5%)
四国	0 (0%)	38 (1%)	▲1,138 (▲3%)	▲1,029 (▲2%)	▲664 (▲1%)	▲907 (▲2%)	▲79 (▲1%)	0 (0%)	▲3,779 (▲2%)
中国	0 (0%)	653 (13%)	1,157 (3%)	▲846 (▲1%)	▲588 (▲1%)	49 (0%)	▲164 (▲2%)	0 (0%)	261 (0%)
<b>3月</b> ※ <sup>3</sup>	198 (13%)	▲1,009 (▲25%)	▲3,148 (▲10%)	▲5,407 (▲9%)	▲4,447 (▲7%)	▲434 (▲1%)	▲638 (▲13%)	▲363 (▲14%)	▲15,248 (▲7%)

※<sup>1</sup> 中部・九州は市場開設前に導入済、東京・北陸は2021/9/1から導入し、北海道は2022/4/1に導入、また、必要量テーブルについては、毎月エリアごとに想定設備量を見直したうえで算出を行うことから、月途中に導入した影響量から算出を行った

※<sup>2</sup> 関西が7/14、四国が7/18、中国が8/6に導入したことから、夏季の低減効果として、導入後の低減量÷導入前の全エリア必要量テーブル量(7~8月平均)から算出

※<sup>3</sup> 東北は3/17に導入

# 【参考】複数気象モデルの活用

## (参考) 複数の気象モデルの活用について (1 / 2)

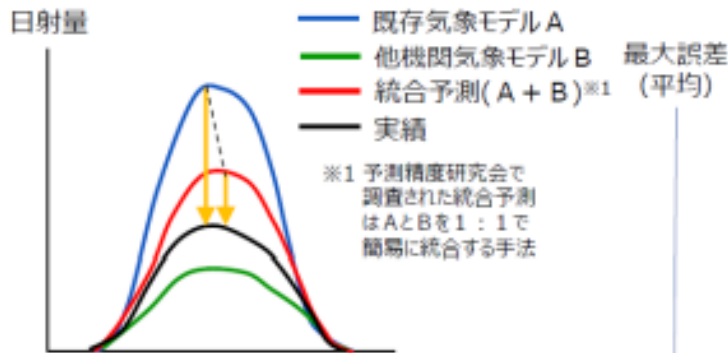
28

### 複数の気象モデルの活用について

30

- 前年度に取りまとめられた3つの技術開発の方向性について、今年度の「太陽光発電における出力予測精度の向上に向けた研究会」(以下、「予測精度研究会」という。)では、翌日・翌々日程度先を対象とした日射量予測の大外し事例の分析・評価を行うことで、技術開発要件の整理を行うことが目標となっている。
- このうち、複数の気象モデルの活用については、今年度12月の第2回予測精度研究会において、大外しが低減できること、及びその低減効果は適切な統合を行うことで更に効果が大きくなることが示された(アンサンブル予測の活用、及び気象モデル自体の精度向上による手法については、継続検討中)。

#### 【複数の気象モデルの活用による効果イメージ】

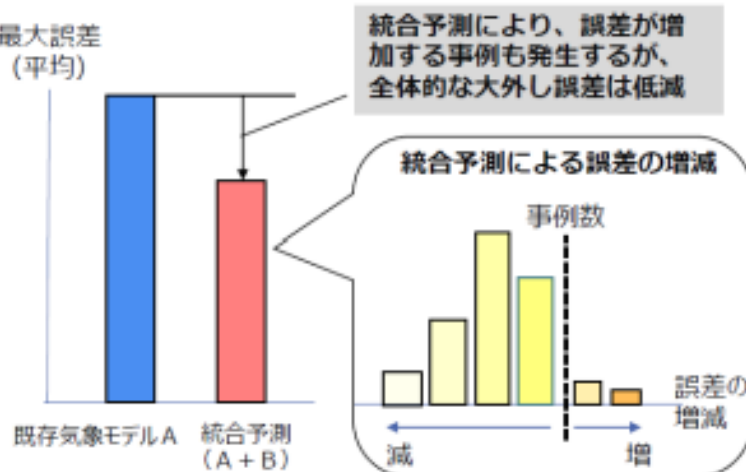


複数のモデルを統合することで  
個々のモデルが持つ不完全性を補う<sup>※2</sup>

※2 複数モデルの予測値を統合(平均処理など)することで、大気のカオス性と気象モデルの不完全性(小さいスケールの現象に対する数値計算での近似等)に起因する不確実性を補い、より精度が高い予測値を得ることができる。

(参考: 気象学会誌「天気」第58巻10号「マルチモデルアンサンブル」)

#### 【大外し事例を対象とした 予測手法ごとの最大誤差低減イメージ】

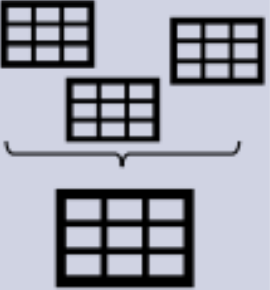






# 【参考】三次②共同調達（2022年度開始）

## 三次②必要量低減に向けた取り組み（共同調達）の一例について

23

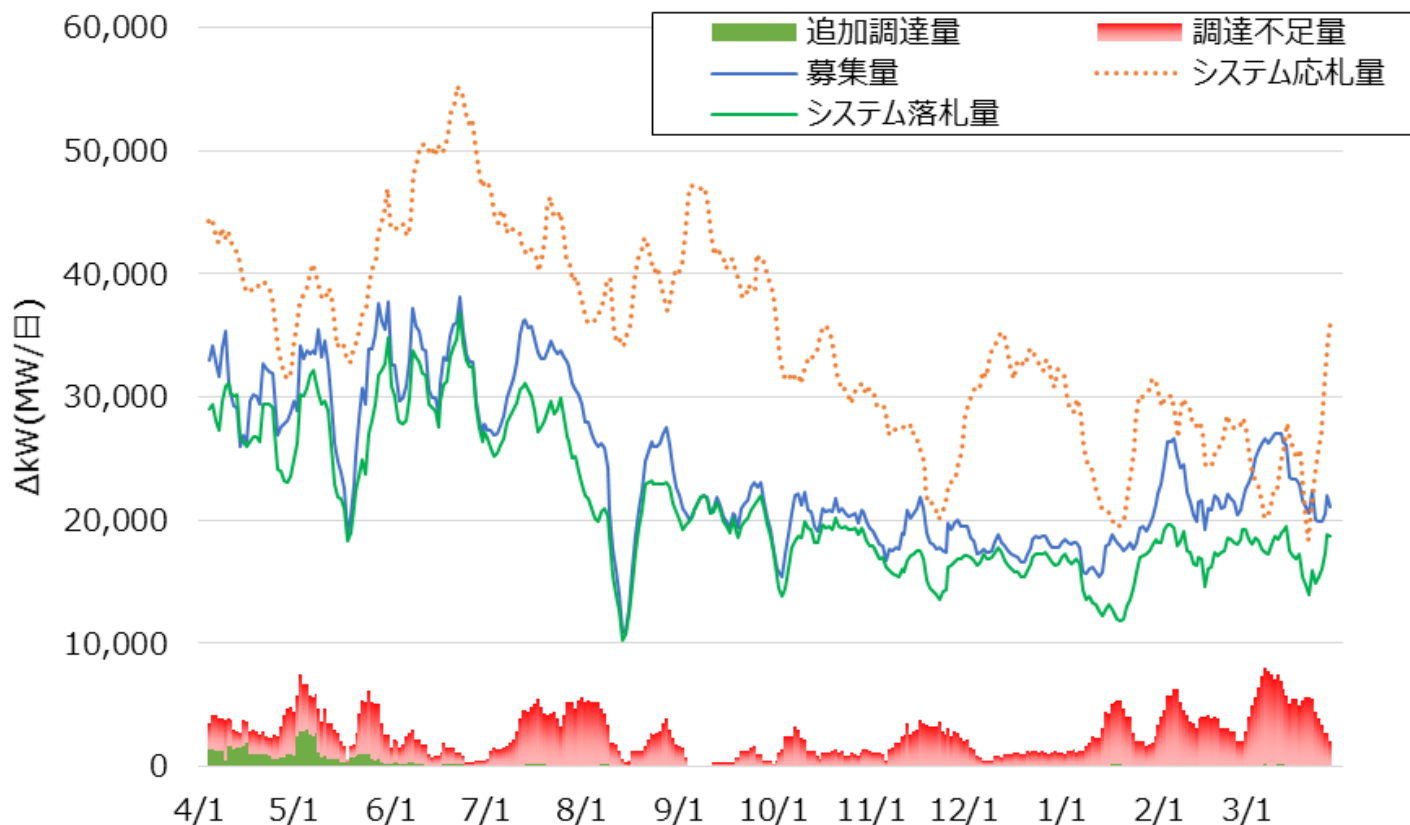
- 複数エリアで行う共同調達は、三次②必要量の低減に資する取り組みであり、また需給調整市場において行われる広域調達による調達コストの低減、広域運用による運用コストの低減とあわせて、調整力のコスト削減に寄与するものと考えられる。

	前月まで	前日		当日	事後	
		必要量の低減		調達コストの低減	運用コストの低減	
		共同調達の導入		広域調達	広域運用	
業務フロー	複数エリアの テーブルを統合 	共同調達エリアの 必要量算出 	必要量配分 	各TSOによる 買い入札 	実運用 	精算
	概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>共同調達実施エリア間で再エネ予測誤差実績データを統合し、必要量テーブルを作成</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各エリアの再エネ予測値を集約のうえ、共同調達エリアとしての三次②必要量を算出</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>算出された必要量を、共同調達エリアの各TSOへ配分</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>配分された三次②必要量を基に買い入札</li> <li>エリア外約定分は連系線マージンを確保</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>三次②へ発動指令（広域需給調整システムで広域運用）</li> </ul>

## 2. 取引実績

### 2-3. 調達不足量

- 8月以降の募集量は減少傾向にあるが、応札量も減少しており、調達不足の発生は継続している。（年間調達不足率：12%※） ※追加調達後
- 2021年度においては、電源Ⅱ余力等を活用し、安定供給に支障はきたしていない。



▽7/14関西

▽3/17東北

▽7/18四国

▽8/6中国

▽4/1北海道

▽9/1東京、北陸

▽：複数気象モデル導入時期

# 【参考】電源Ⅱ余力等の活用

## 調達不足時の追加調達方法の改善に向けた検討について

短期的取り組み

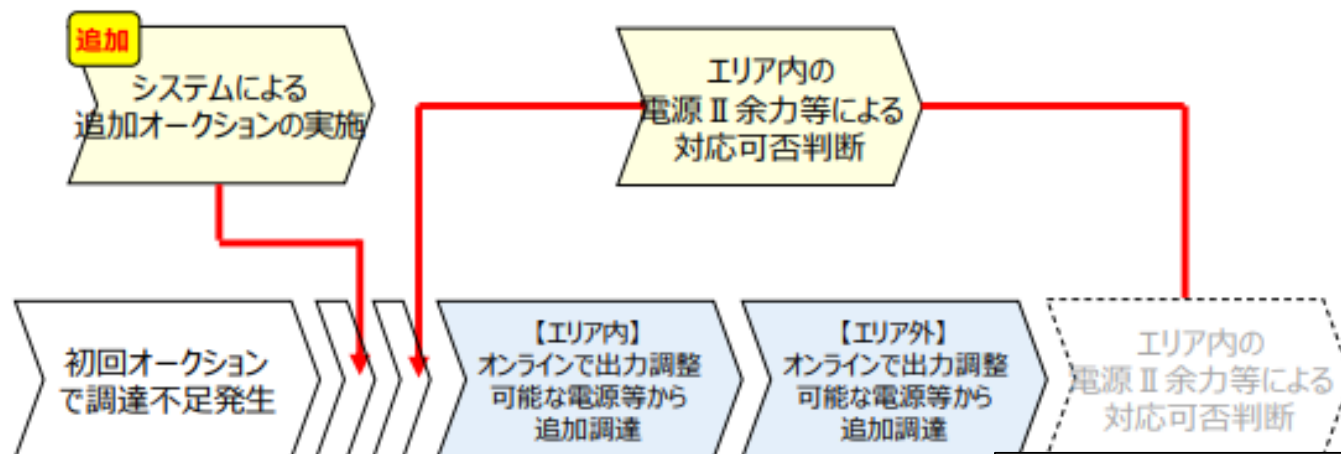
30

中長期的取り組み

- 調整力の調達不足に対する根本的な解決策としては、応札量の増加、もしくは募集量を減少することにあるが、それらの対策に取り組んでもなお調達不足が発生する虞はある。また、2022年度から開始する三次①の取引（前週に取引実施）においても、同様の状況が生じる懸念もあるところ。
- このため、調達不足が生じた場合においても、調整力を効率的に、また公平、透明な形で追加調達が行われるよう、調整力が不足するエリアの一般送配電事業者が個別に $\Delta$ kW供出を要請する前に、例えば、システムによる追加オークション（広域調達）を実施するなどの仕組みを検討してはどうか。
- なお、現状、追加調達において調達不足量を充足できるだけの三次②供出量を確保できておらず、電源Ⅱの余力等により対応していること、また、追加調達は相対取引であり価格決定などにおいて不透明性も存在するため、調達不足時の当面の対応として、まずは電源Ⅱの余力等による対応可否を確認したのち、それでも三次②必要量が不足する場合に、追加調達を行うこととしてはどうか。

### 【中・長期的取り組み】

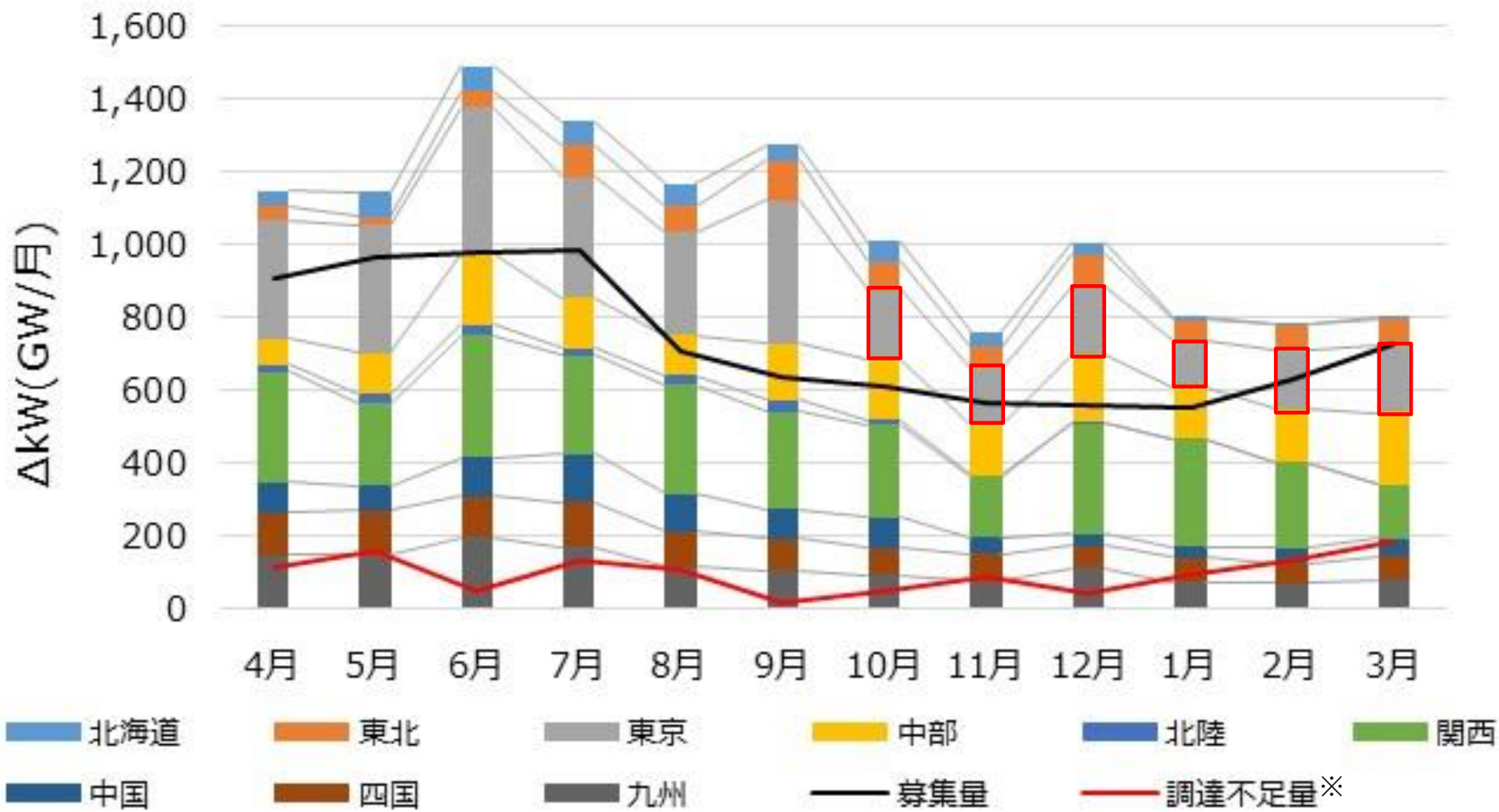
### 【短期的取り組み】





# 【参考】月別・電源属地別の応札量

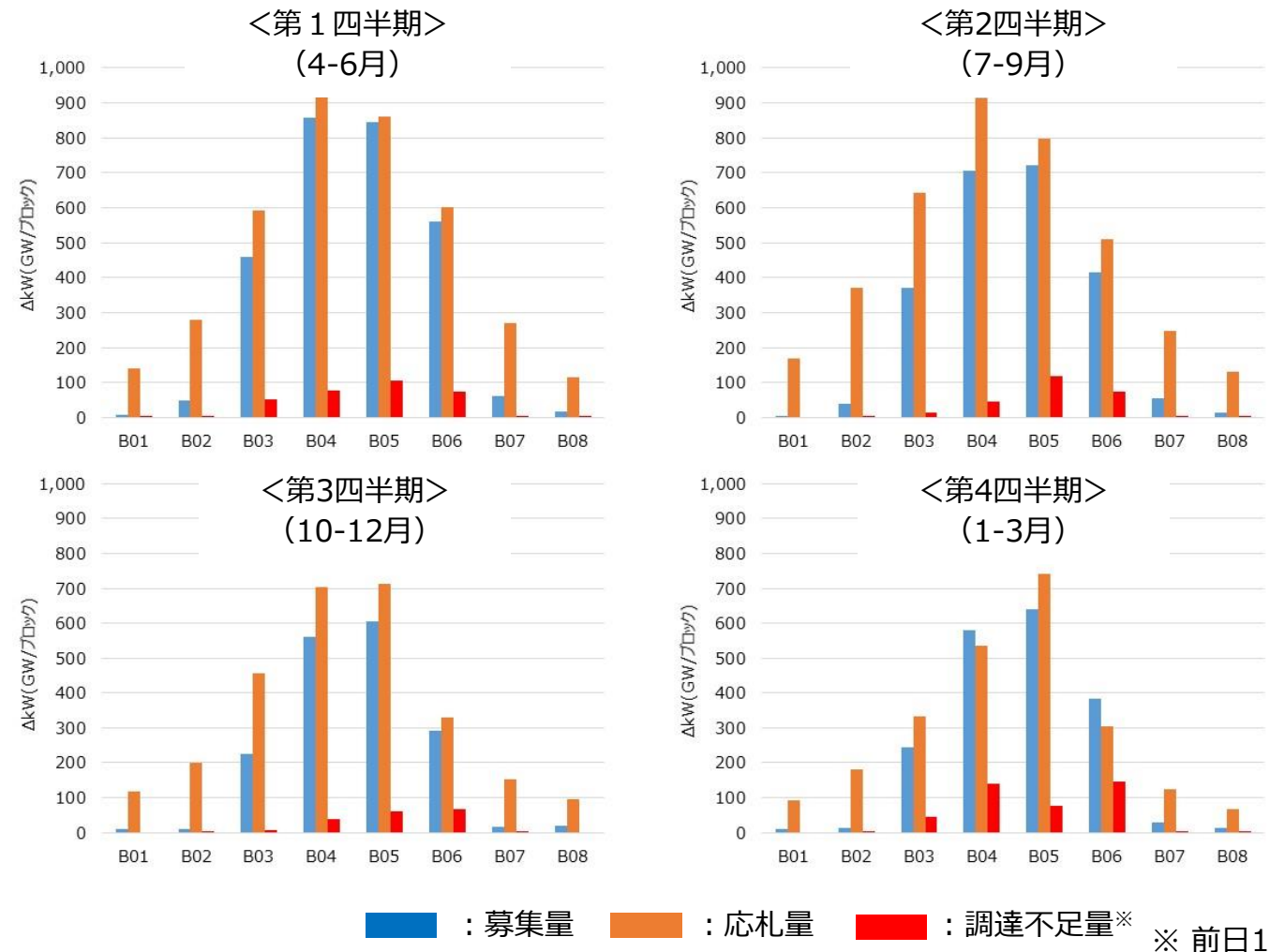
○ 全体に対する東京エリアと関西エリアの応札量の規模が大きいが、10月以降の東京エ  
リア応札量は大きく減少している。



※ 前日14時のシステム落札時点

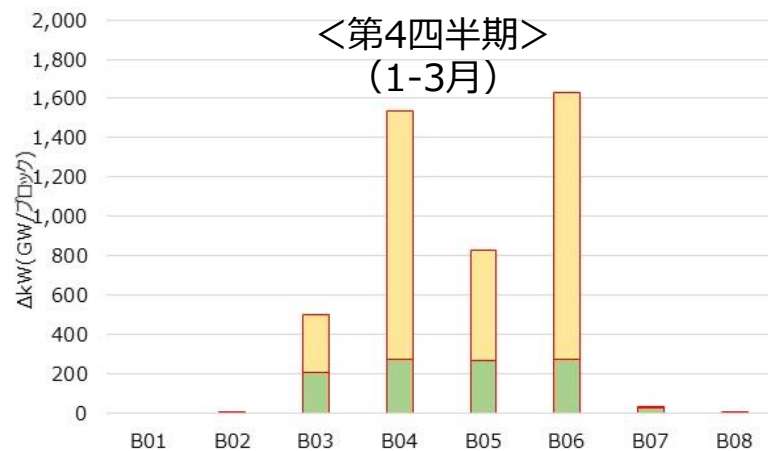
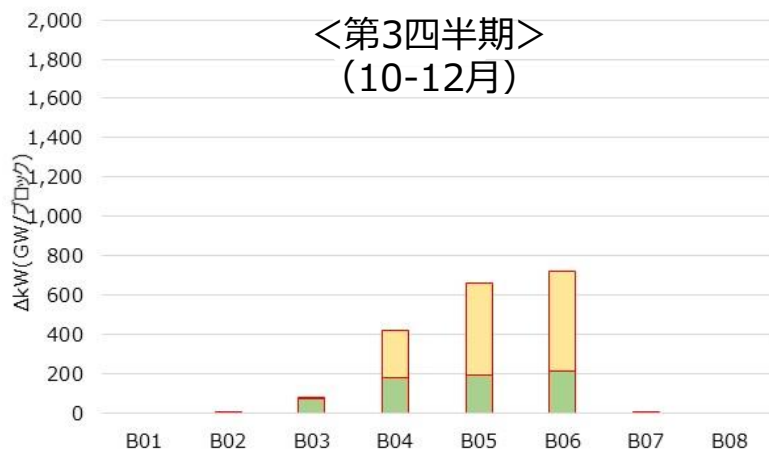
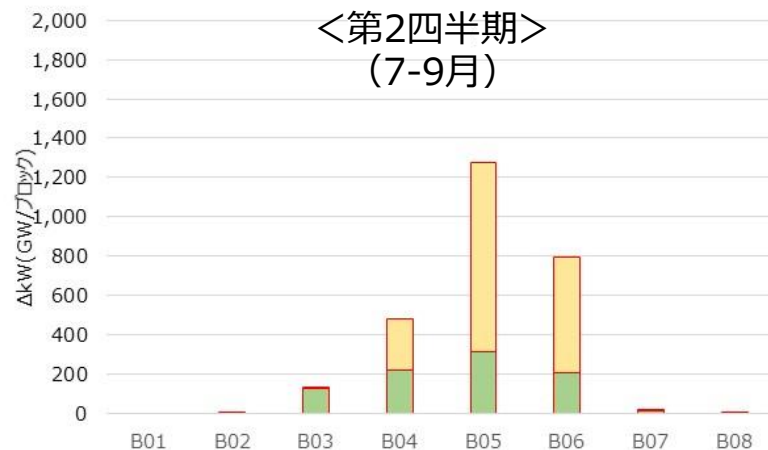
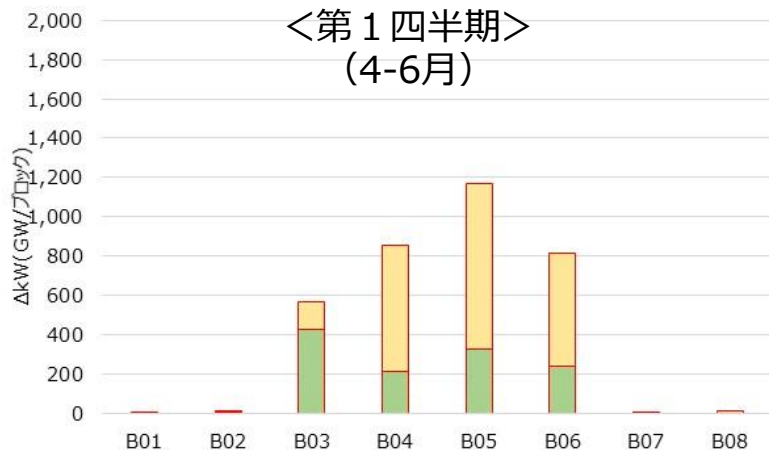
# 【参考】 四半期別・ブロック別のシステム調達不足量

- ブロック別に確認した結果、予測誤差の大きい第4～6ブロックを中心に調達不足が発生している。
- 第4四半期については、需給ひっ迫等により調達不足量が増加したと考えられる。



# 【参考】四半期別・ブロック別のシステム調達不足の要因

○ 調達不足要因を分類※1した結果、主に応札量不足が原因であった。



■ : 連系線不足    ■ : 応札不足

※1 募集量に対し、応札量が下回ったことによって調達不足となったものは応札不足とし、応札量に依らず連系線分断により調達不足となったものを連系線不足と分類

※ 前日14時のシステム落札時点

# 【参考】TSO別の取引量実績（年間ブロック平均）

(ΔkW(MW/ブロック),ブロック数)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	計
募集量		89	441	653	508	37	357	253	188	496	3,021
システム落札	システム応札量	165	275	1,065	600	60	1,064	293	361	469	4,352
	システム落札量	81	338	557	409	32	339	239	186	451	2,634
	エリア内	67	122	530	242	12	294	189	178	423	2,056
	エリア外	15	216	27	168	21	46	51	8	28	578
	エリア外比率	18.2%	63.8%	4.8%	41.0%	63.4%	13.5%	21.1%	4.3%	6.3%	22.0%
	調達不足量	11	103	97	99	5	18	13	1	45	392
	調達不足率	12.2%	23.4%	14.8%	19.4%	12.5%	5.1%	5.3%	0.7%	9.1%	13.0%
	調達不足ブロック数	370	546	345	489	238	154	146	35	345	986
追加調達	追加調達量	1	13	5	6	1	3	2	1	1	33
	調達不足量	10	90	92	93	4	16	11	0	44	360
	調達不足率	11.3%	20.5%	14.1%	18.2%	9.5%	4.4%	4.5%	0.2%	8.9%	11.9%

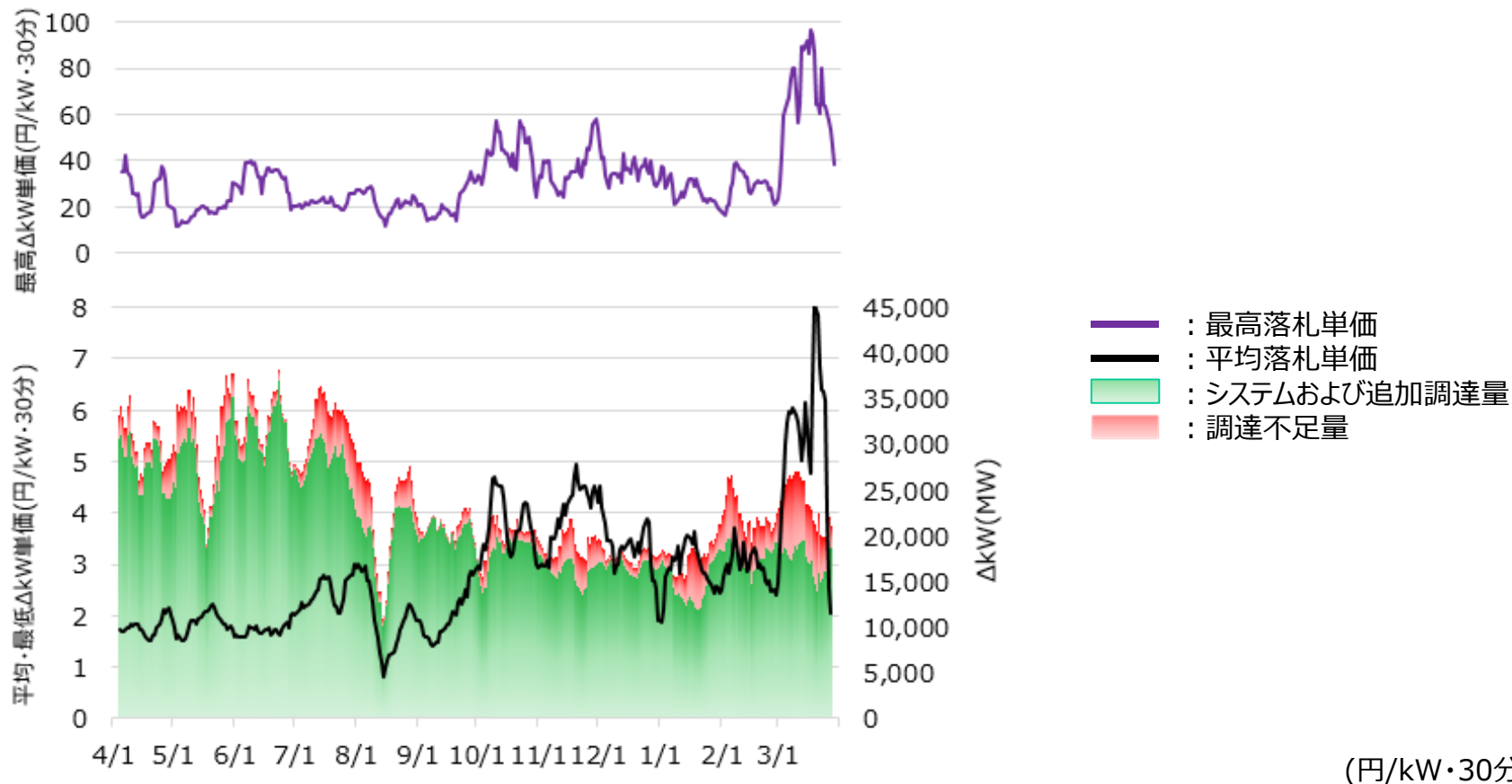
※ システム調達不足量およびシステム調達不足率は前日14時のシステム落札時点

## 2. 取引実績

### 2-4. 落札単価

○ 2021年10月以降、落札単価が高騰傾向にある。背景として、燃料価格の高騰による影響※が考えられる。

※火力発電所の起動費や最低出力を維持するための電源差替にかかる燃料コストの増加等



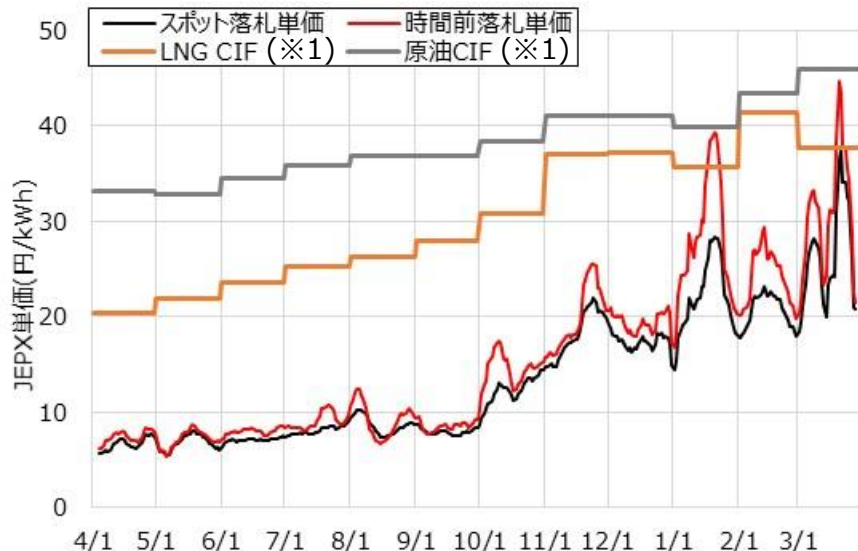
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
平均単価	1.76	1.83	1.80	2.37	2.03	2.03	3.68	3.91	3.30	2.81	2.83	4.55	2.58

※ グラフは一週間移動平均値

# 【参考】JEPX市場との相関性

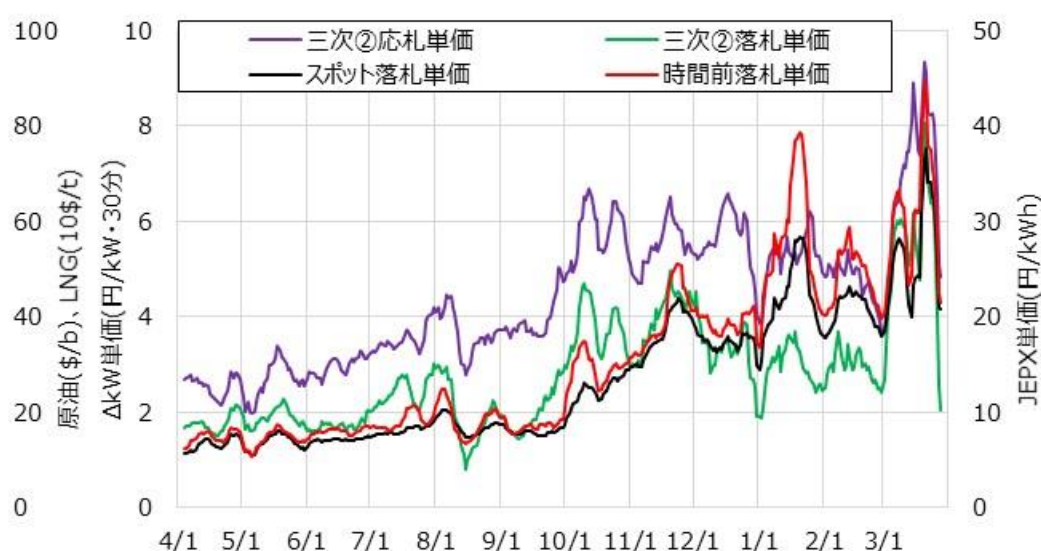
- 制度設計専門会合において、JEPX市場と燃料の価格連動が確認されている。
- 三次②とJEPX市場についても、一定の相関性が確認されている。

### <JEPX市場とCIFの関係>



※1 CIFについて、3月は速報値

### <JEPX市場と需給調整市場の関係>



※ グラフは一週間移動平均値

### <JEPX市場単価> (月平均)

(円/kWh)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
スポット	6.69	6.87	7.14	8.11	8.70	7.97	12.16	18.45	17.44	22.15	20.67	25.99	13.57
時間前	7.57	7.17	8.18	9.02	9.01	8.59	14.39	21.47	19.41	28.27	25.55	30.63	17.08

### <三次②とJEPX市場の相関係数※(一週間移動平均値の相関)>

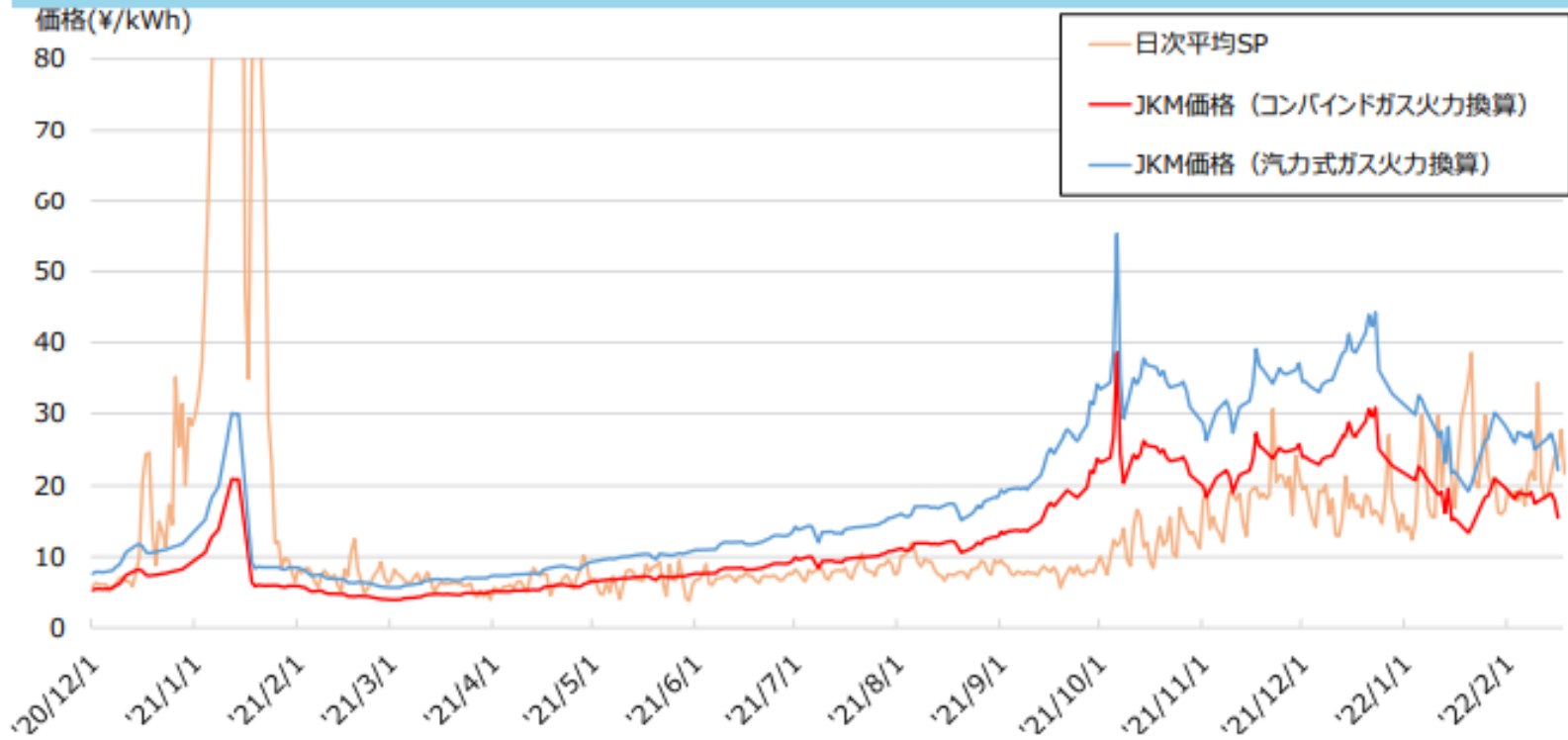
	三次②応札単価	三次②落札単価
JEPXスポット落札単価	0.828	0.797
JEPX時間前落札単価	0.805	0.775

※相関係数は、-1から1までの値を取り、1に近づくほど強い相関があることを示す

# 【参考】LNG価格、スポット市場価格の推移

## (参考) LNG価格、スポット市場価格の推移

- LNG価格は、昨年9月以降大幅に上昇。昨年12月下旬以降は低下傾向にあるものの、**依然として高い水準**。



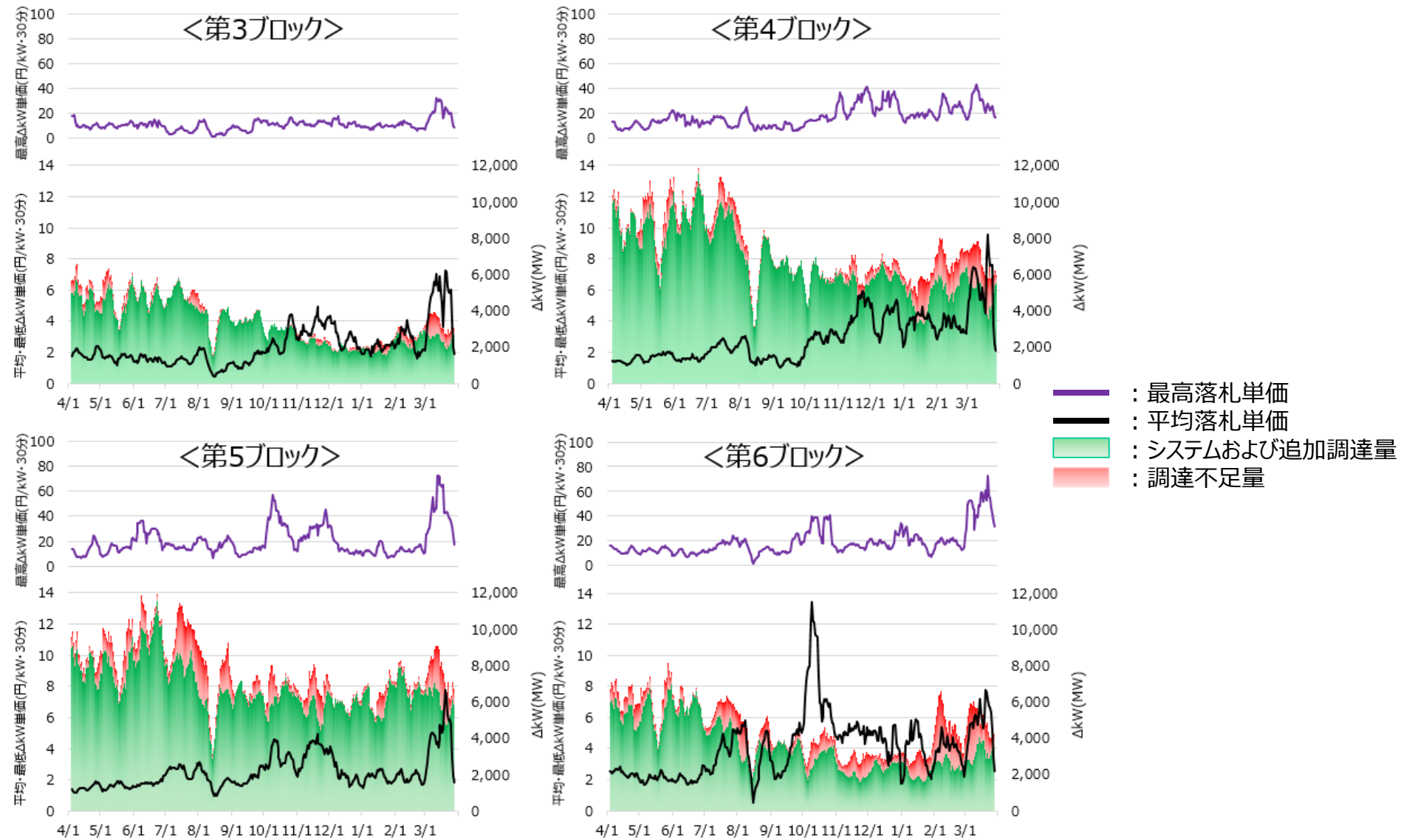
※ LNG価格 (発電単価換算) はS&P Global Platts社JKM指標から「発電コスト検証ワーキンググループ 令和3年の月報告書」の諸元に基づき、以下の方法で計算。

LNG価格 (¥/kWh) = (JKM価格 (\$/MMbtu) × 為替レート (¥/\$) × 単位換算係数 (MJ/MMbtu) + 燃料諸経費 (¥/MJ)) × 単位換算係数 (kWh/MJ) × 熱効率係数 × 所内変換効率係数

※ 為替レートはその日の最終時点における通貨レートを使用。

※ 汽力式ガス火力の熱効率は38%、コンバインド式ガス火力の熱効率は54.5%として計算。

# 【参考】ブロック別の落札単価（第3～6ブロック）



※ グラフは一週間移動平均値

# 【参考】TSO別の落札単価および調達費用（2021年度）

(ΔkW(GW), ΔkW単価(円/kW・30分), 調達費用(億円))

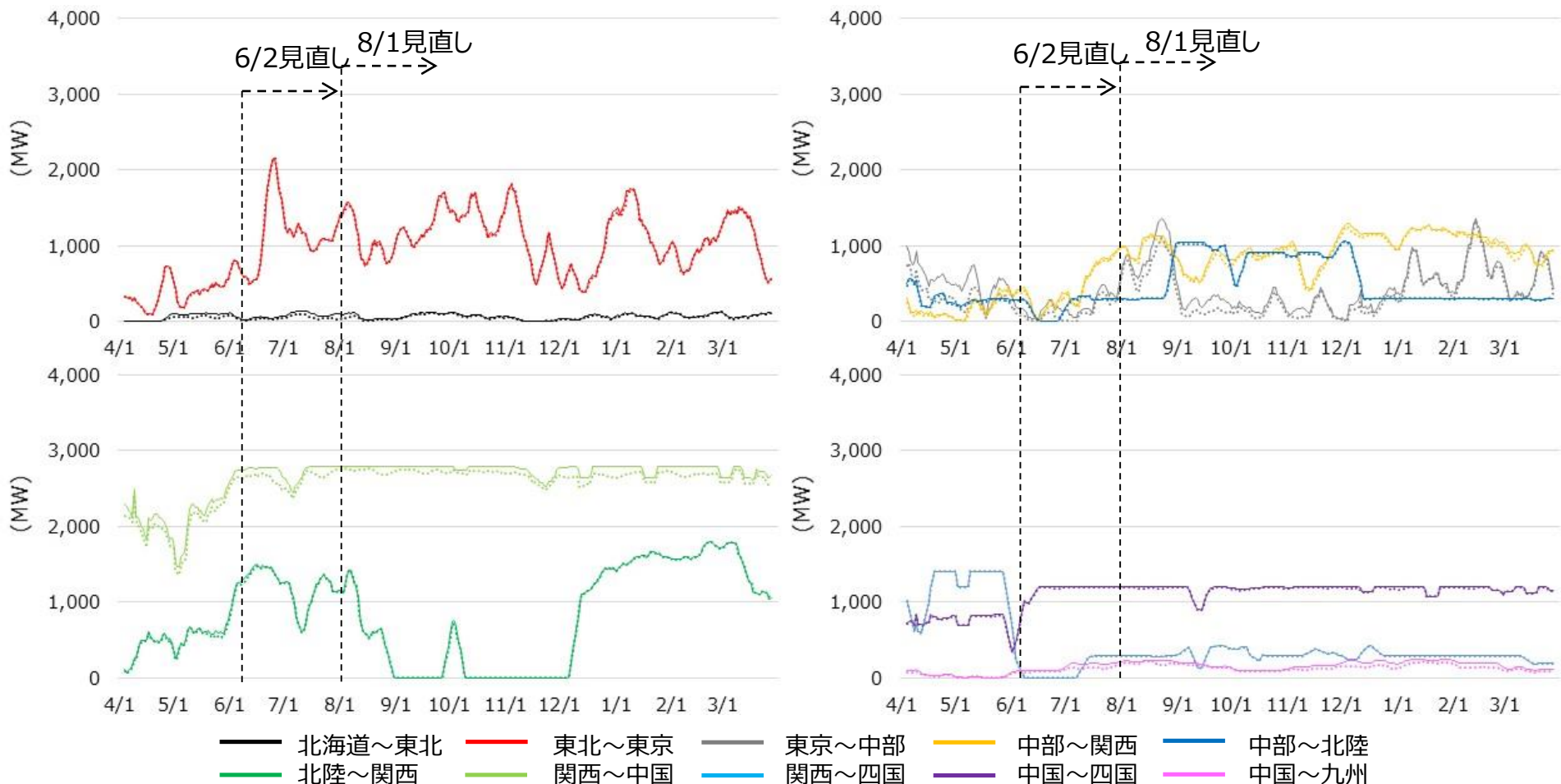
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	計
募集量	259	1,289	1,908	1,482	108	1,042	738	548	1,447	8,821
システム落札	238	986	1,625	1,195	95	991	699	544	1,316	7,688
最高単価	86.98	59.46	89.73	206.75	64.16	109.44	70.00	40.57	45.30	206.75
最低単価	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.00
平均単価	6.19	1.84	0.98	4.70	4.06	3.81	2.02	1.30	2.40	2.59
調達費用	88.3	108.8	95.5	337.2	23.1	226.5	84.6	42.5	189.8	1,196.4
追加調達	2.4	39.2	13.5	18.9	3.2	7.3	6.4	2.6	3.7	97.2
最高単価	20.57	10.65	16.56	20.49	19.50	20.49	20.96	8.62	5.31	20.96
最低単価	0.03	0.40	0.02	0.04	0.04	0.03	0.04	0.03	0.40	0.02
平均単価	8.47	0.96	0.98	1.84	2.46	3.50	2.94	1.36	2.00	1.74
調達費用	1.2	2.3	0.8	2.1	0.5	1.5	1.1	0.2	0.4	10.2
調達計	240	1,025	1,639	1,214	98	998	705	547	1,319	7,785
最高単価	86.98	59.46	89.73	206.75	64.16	109.44	70.00	40.57	45.30	206.75
最低単価	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.00
平均単価	6.21	1.81	0.98	4.66	4.01	3.81	2.03	1.30	2.40	2.58
調達費用	89.6	111.1	96.3	339.3	23.6	228.0	85.8	42.8	190.2	1,206.5

# 3. 広域調達

## 3-1. 三次②の連系線容量確保量 (順方向)

○ 6/2および8/1以降、時間前向け連系線容量確保量(a)を見直したことにより、一部連系線の三次②向け確保量は増加している。

<順方向>

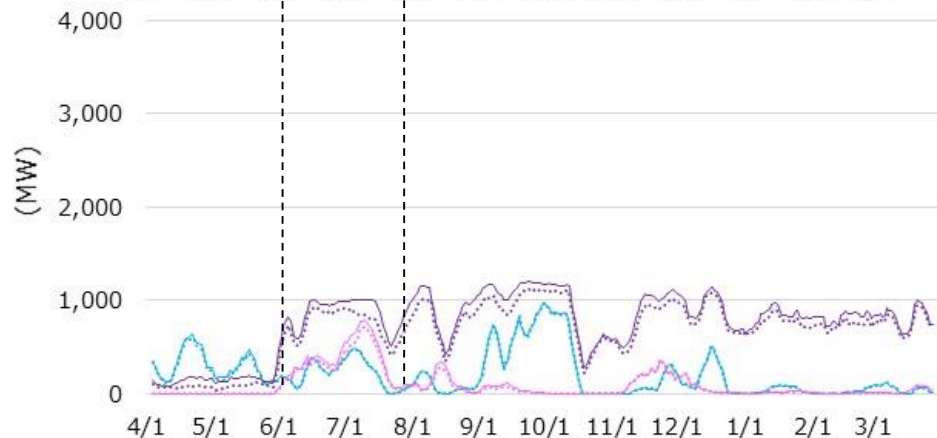
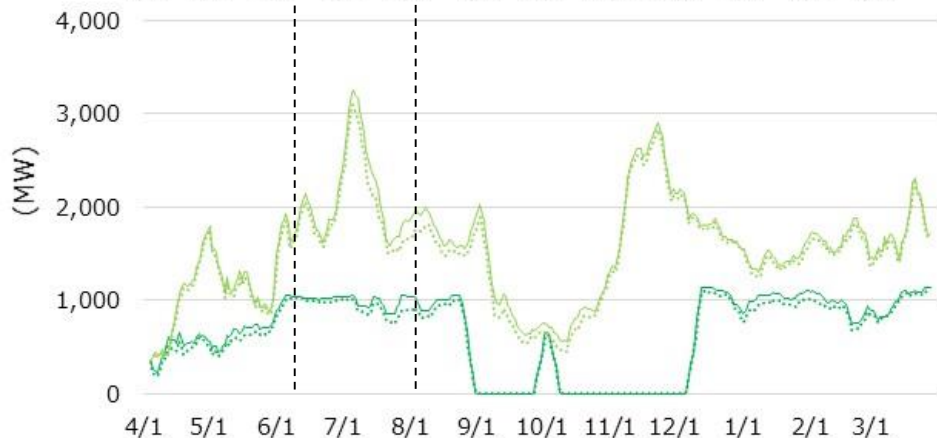
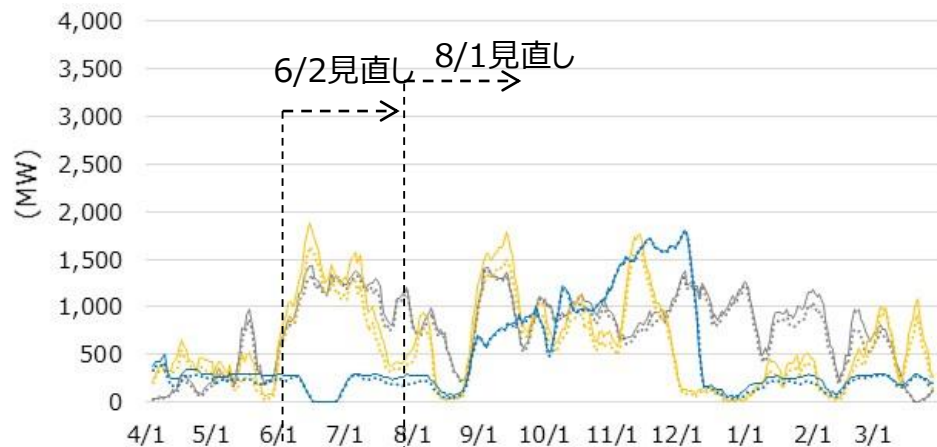
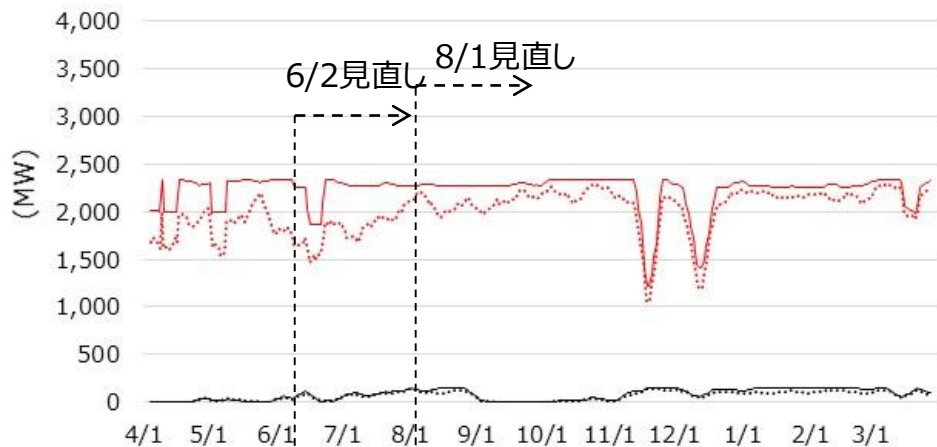


※ 点線は三次②が落札後の空容量を示す  
また、グラフは一週間移動平均値

# 3. 広域調達

## 3-1. 三次②の連系線容量確保量 (逆方向)

<逆方向>



- 北海道～東北
- 東北～東京
- 東京～中部
- 中部～関西
- 中部～北陸
- 北陸～関西
- 関西～中国
- 関西～四国
- 中国～四国
- 中国～九州

※ 点線は三次②落札後の空容量を示す  
また、グラフは一週間移動平均値

## 【参考】月別の連系線の分断状況

○ 中国～九州間（逆方向）、北海道～東北間（順方向）を始め、複数の連系線で高い分断率となった。

### <月別の三次②落札後の連系線分断状況>

（分断率：％）

		中国～九州	中国～四国	関西～四国	関西～中国	北陸～関西	中部～北陸	中部～関西	東京～中部	東北～東京	北海道～東北	
順方向	4月	60%	7%	8%	7%	33%	18%	75%	31%	54%	93%	
	5月	95%	4%	4%	3%	14%	10%	55%	51%	45%	50%	
	6月	28%	8%	88%	0%	0%	62%	47%	88%	20%	61%	
	7月	31%	0%	30%	0%	3%	2%	20%	71%	4%	45%	
	8月	10%	0%	1%	0%	13%	1%	2%	24%	1%	70%	
	9月	6%	0%	16%	0%	100%	0%	10%	78%	0%	30%	
	10月	32%	0%	8%	0%	83%	1%	6%	73%	5%	42%	
	11月	24%	0%	0%	0%	100%	0%	11%	78%	12%	87%	
	12月	29%	1%	0%	1%	29%	0%	0%	68%	11%	55%	
	1月	18%	2%	0%	1%	0%	0%	1%	33%	3%	36%	
	2月	38%	1%	0%	0%	0%	0%	1%	13%	18%	31%	
	3月	44%	4%	1%	3%	0%	2%	3%	36%	19%	36%	
	計		35%	2%	13%	1%	31%	8%	19%	54%	16%	53%
	逆方向	4月	100%	42%	40%	25%	23%	20%	55%	78%	3%	93%
5月		98%	36%	38%	9%	5%	16%	67%	50%	2%	83%	
6月		35%	3%	41%	9%	0%	62%	15%	8%	3%	56%	
7月		40%	2%	43%	0%	4%	18%	32%	9%	0%	24%	
8月		63%	1%	72%	0%	13%	44%	61%	33%	0%	8%	
9月		81%	0%	26%	6%	100%	0%	9%	11%	0%	91%	
10月		99%	6%	54%	6%	83%	2%	18%	13%	0%	70%	
11月		63%	3%	75%	0%	100%	0%	17%	19%	2%	18%	
12月		71%	2%	65%	1%	29%	45%	81%	5%	0%	13%	
1月		93%	6%	83%	1%	0%	31%	54%	16%	0%	9%	
2月		95%	4%	89%	0%	0%	34%	62%	32%	0%	7%	
3月		81%	6%	78%	7%	0%	20%	40%	62%	0%	19%	
計			76%	9%	59%	5%	30%	24%	43%	28%	1%	41%

※ 分断率 = 三次②向け連系線容量がゼロのブロック数(三次②落札後) ÷ 月日数 ÷ 8ブロック × 100

## 【参考】ブロック別の連系線の分断状況

○ブロック別に確認すると、昼間帯に高い分断率となっている連系線がみられる。

### <ブロック別の三次②落札後の連系線分断状況>

(分断率：%)

		中国～九州	中国～四国	関西～四国	関西～中国	北陸～関西	中部～北陸	中部～関西	東京～中部	東北～東京	北海道～東北
順方向	B01	11%	2%	12%	2%	29%	6%	15%	50%	5%	38%
	B02	10%	2%	13%	2%	30%	8%	18%	55%	3%	41%
	B03	50%	2%	13%	1%	32%	7%	21%	66%	25%	68%
	B04	42%	2%	13%	1%	32%	9%	20%	49%	33%	66%
	B05	44%	2%	12%	1%	32%	10%	18%	42%	32%	68%
	B06	51%	3%	13%	1%	32%	8%	17%	50%	16%	60%
	B07	43%	1%	13%	1%	33%	9%	25%	57%	2%	43%
	B08	27%	3%	12%	2%	30%	7%	19%	63%	12%	40%
	計	35%	2%	13%	1%	31%	8%	19%	54%	16%	53%
逆方向	B01	76%	2%	39%	2%	29%	18%	38%	17%	1%	38%
	B02	75%	2%	39%	2%	30%	20%	38%	15%	1%	42%
	B03	79%	12%	65%	4%	30%	36%	57%	30%	1%	40%
	B04	82%	16%	70%	11%	30%	30%	50%	40%	1%	39%
	B05	84%	18%	74%	13%	30%	33%	58%	45%	1%	44%
	B06	82%	16%	75%	7%	30%	34%	56%	39%	0%	41%
	B07	57%	3%	56%	1%	30%	12%	16%	18%	1%	41%
	B08	76%	3%	50%	2%	28%	12%	28%	18%	1%	41%
	計	76%	9%	59%	5%	30%	24%	43%	28%	1%	41%

※ 分断率 = 三次②向け連系線容量がゼロのブロック数(三次②落札後) ÷ 月日数 × 100

# 【参考】時間前市場向け連系線確保量（ $\alpha$ ）の見直し

## 連系線の配分を見直すことの必要性

- 4月～5月中旬までの状況をみると、前述のとおり、応札量にエリア間の偏りがあるなどの理由から、三次調整力②の調達における連系線利用の意義が大きい状況が続いている。
- このように、当初の想定と異なる状況となっていることから、4月～5月中旬までの実績に基づき、スポット市場後の連系線空き容量の配分を変更することとしたい。

三次調整力②の  
広域調達を拡大

〔エリア毎の応札量の偏りなどにより意義が大きい状況〕

三次調整力②に活用できる  
連系線の容量を拡大

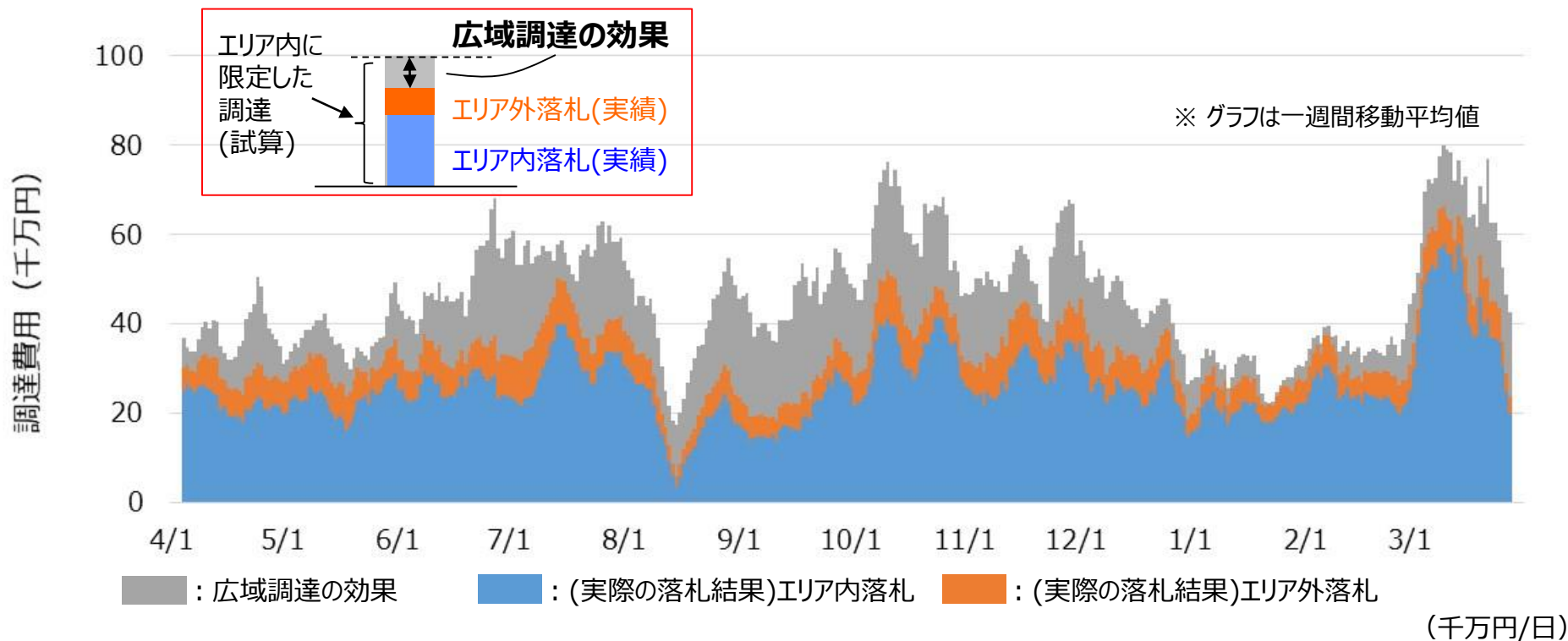
〔スポット市場後  
連系線空き容量〕

〔時間前市場向け  
連系線確保量 $\alpha$ 〕

4～5月中旬の  
実績に基づき  
見直し

## 3-2. 広域調達による調整力調達費用低減効果

○ 仮に、従来と同様にエリア内に限定して調達した場合※1、調達費用は4.7億円/日と試算され、落札実績(3.3億円/日)と比較すると、約30%の低減効果※2があった。

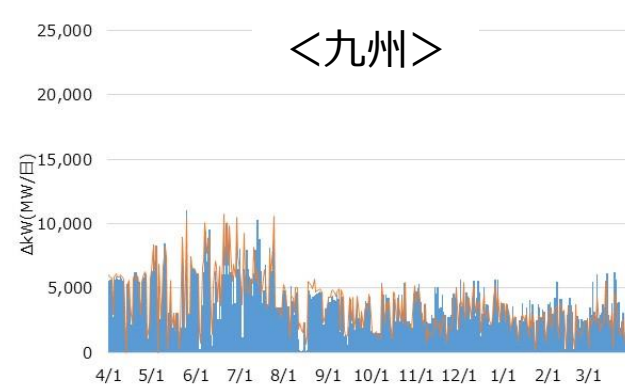
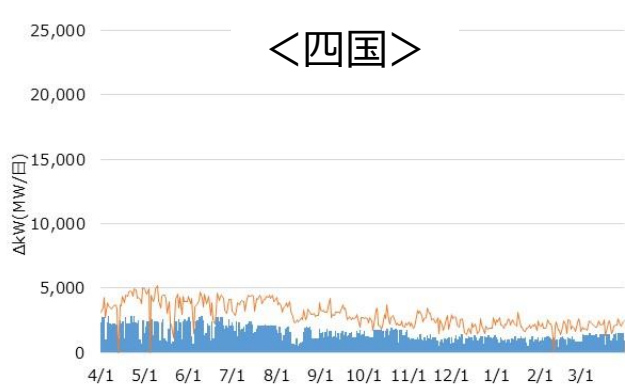
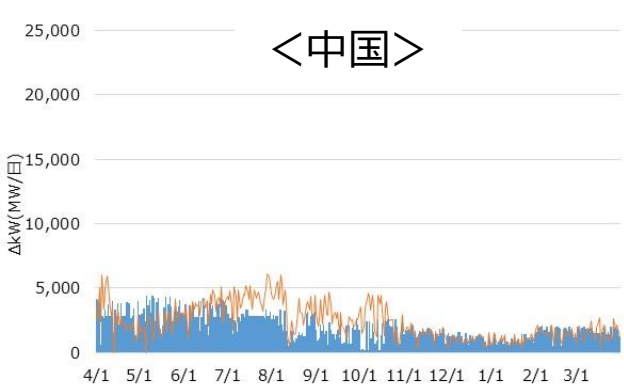
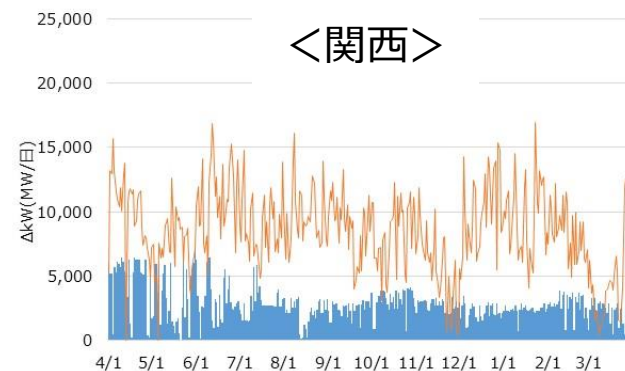
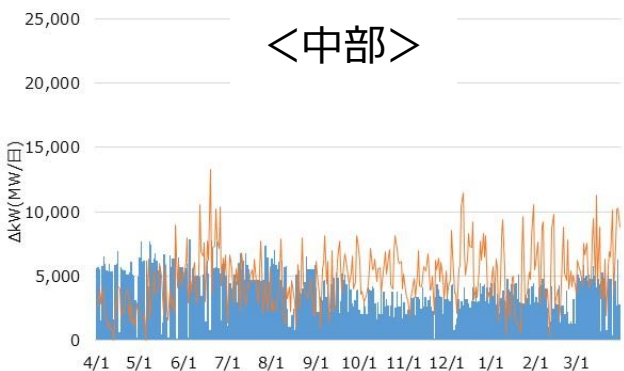
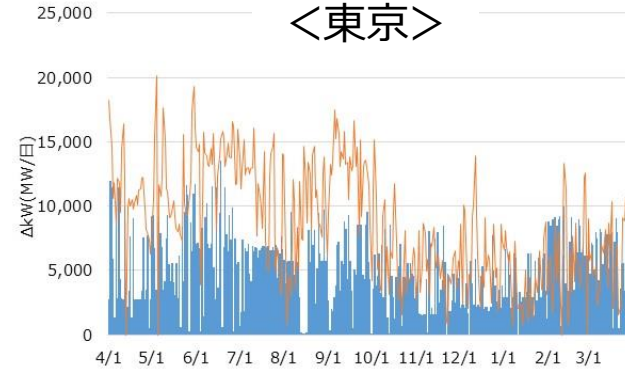
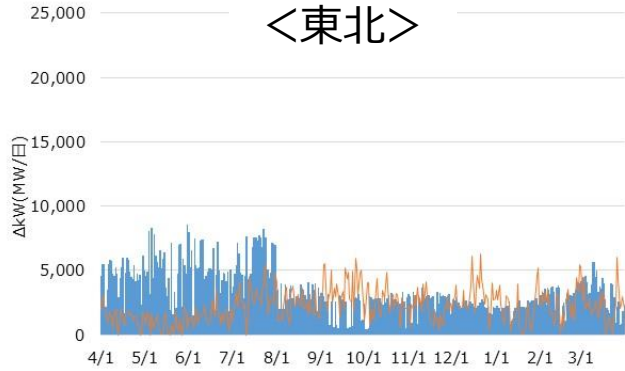
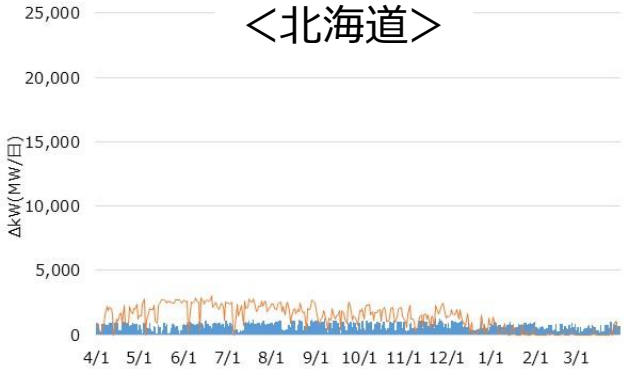


	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
落札実績	28.7	30.1	33.6	39.3	23.8	25.0	40.1	37.7	33.0	25.0	30.5	48.2	32.8
広域調達効果	10.8	7.1	17.5	17.7	13.9	21.4	21.0	15.2	12.2	5.3	4.1	12.4	14.1
低減効果	27.4%	19.2%	34.2%	31.0%	36.9%	46.1%	34.4%	28.7%	27.0%	17.4%	11.8%	20.5%	30.0%

※1 エリア内落札のみの調達費用は、全エリアを分断させ、それぞれのエリア毎の募集量に対し、同エリア内応札を単価の安い順で落札させて算出。なお、広域調達できなかったことによる調達不足分は、当該エリアの時間別に最高単価を乗じた費用を調達費用に加えて算出

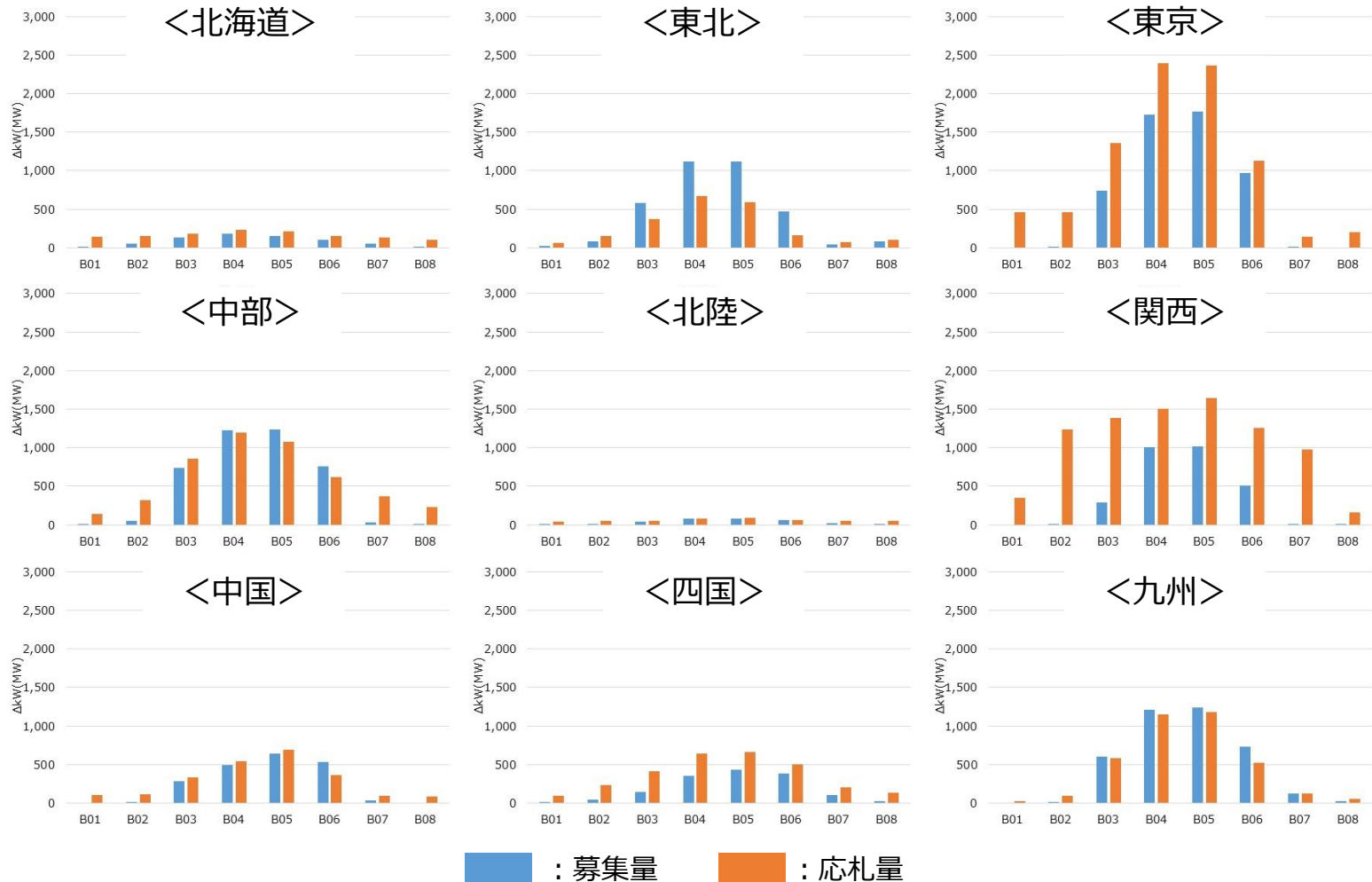
※2 年間換算で約500億円程度と試算

# 【参考】TSO別の募集量およびシステム応札量



■ : 募集量    — : 応札量

# 【参考】TSO別・ブロック別の募集量とエリア内応札量（日平均）



ΔkW(MW/日)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
募集量	709	3,531	5,226	4,061	296	2,854	2,022	1,501	3,965
エリア内応札量	1,321	2,200	8,516	4,801	479	8,512	2,347	2,891	3,749

※ 前日14時のシステム落札時点

# 【参考】月別・ブロック別の募集量と応札量（日平均）

(ΔkW(MW))

	4月		5月		6月		7月		8月		9月	
	募集量	応札量	募集量	応札量	募集量	応札量	募集量	応札量	募集量	応札量	募集量	応札量
B01	80	1,493	99	1,615	46	1,640	50	1,720	49	1,860	46	1,966
B02	448	2,620	568	2,532	599	4,247	675	4,546	350	4,066	283	3,430
B03	5,393	6,047	5,175	6,024	4,864	7,879	5,010	7,159	3,563	6,326	3,523	7,453
B04	9,342	9,994	9,702	9,025	9,830	12,027	9,757	10,117	6,791	8,918	6,426	10,766
B05	8,837	9,326	9,289	8,499	10,267	11,127	9,638	9,114	7,225	7,556	6,656	9,347
B06	6,560	6,269	6,461	6,414	5,909	7,595	5,543	5,873	4,169	4,776	3,768	5,955
B07	450	2,634	690	2,749	942	3,710	942	2,988	551	2,867	254	2,185
B08	201	1,136	238	1,297	145	1,432	214	1,644	144	1,286	120	1,294

	10月		11月		12月		1月		2月		3月	
	募集量	応札量	募集量	応札量	募集量	応札量	募集量	応札量	募集量	応札量	募集量	応札量
B01	89	1,433	71	1,074	107	1,299	103	1,074	90	1,032	103	990
B02	106	2,639	131	1,561	72	2,316	138	2,758	96	2,007	215	1,261
B03	2,938	5,770	2,482	4,228	1,906	4,859	2,087	3,263	2,774	3,860	3,287	3,953
B04	5,658	8,116	6,108	6,631	6,544	8,161	5,607	5,396	7,114	6,255	6,700	6,221
B05	6,874	7,596	6,795	6,626	6,027	9,021	6,520	8,328	7,131	9,519	7,644	7,026
B06	3,687	3,965	2,789	2,650	2,977	4,142	2,965	3,008	4,896	3,081	4,939	4,074
B07	170	1,872	209	1,456	117	1,674	161	1,336	311	1,383	436	1,363
B08	171	1,103	269	1,095	162	910	145	701	137	703	180	864

# 【参考】月別の三次②取引量（日平均）

(ΔkW(MW/日))

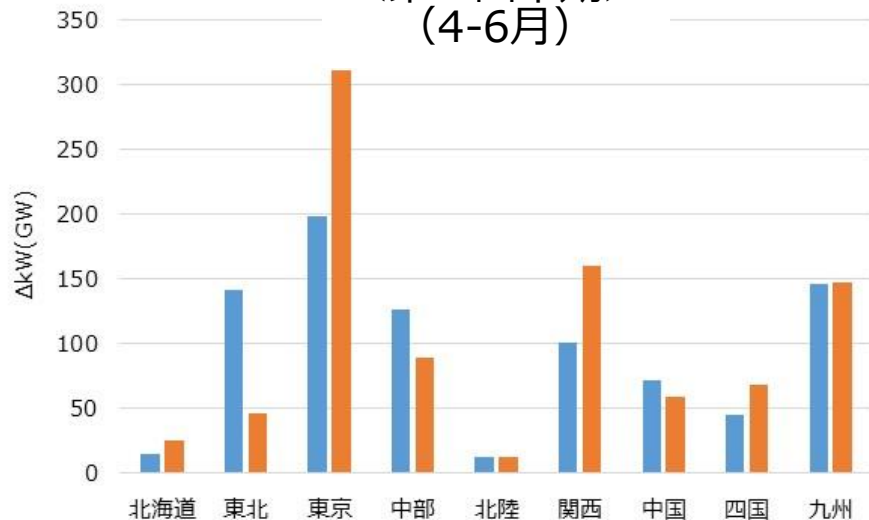
	募集量 (A)	応札量 (B)	システム 落札量(C)	システム調達 不足量(D)	システム調達不足率 (D)÷(A)	(B)÷(A)	(C)÷(A)
4月	30,267	38,202	26,619	3,704	12.2%	126.2%	87.9%
5月	31,183	36,924	26,417	5,074	16.3%	118.4%	84.7%
6月	32,603	49,658	31,093	1,517	4.7%	152.3%	95.4%
7月	31,829	43,161	27,670	4,164	13.1%	135.6%	86.9%
8月	22,841	37,656	19,526	3,322	14.5%	164.9%	85.5%
9月	21,076	42,395	20,509	575	2.7%	201.2%	97.3%
10月	19,692	32,495	18,157	1,550	7.9%	165.0%	92.2%
11月	18,853	25,320	16,043	2,834	15.0%	134.3%	85.1%
12月	17,913	32,383	16,632	1,312	7.3%	180.8%	92.8%
1月	17,726	25,865	14,782	2,944	16.6%	145.9%	83.4%
2月	22,548	27,841	17,858	4,708	20.9%	123.5%	79.2%
3月	23,505	25,751	17,561	5,967	25.4%	109.6%	74.7%

※ 前日14時のシステム落札時点

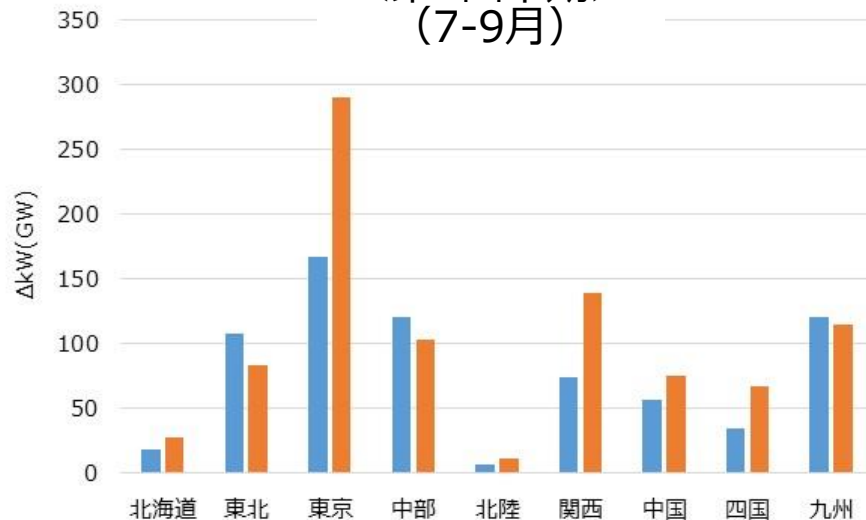
# 【参考】TSO別・四半期別の募集量および応札量

## (第4ブロック : 9:00~12:00)

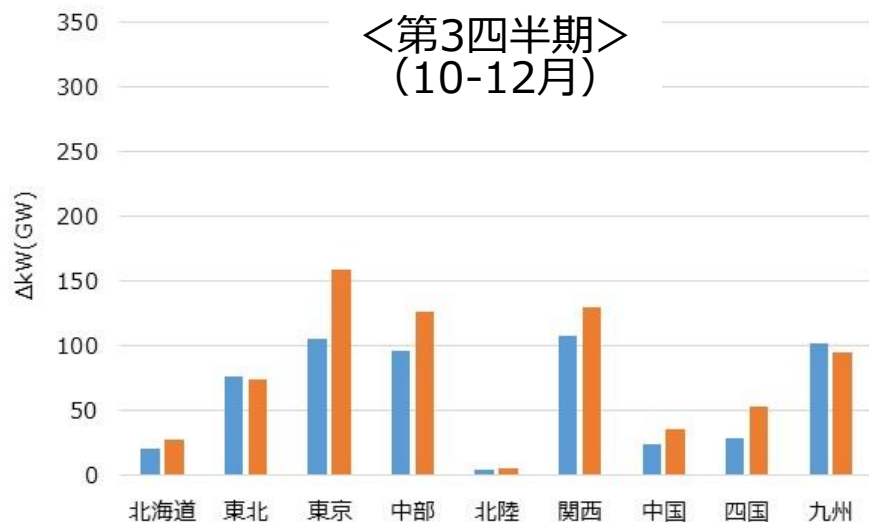
＜第1四半期＞  
(4-6月)



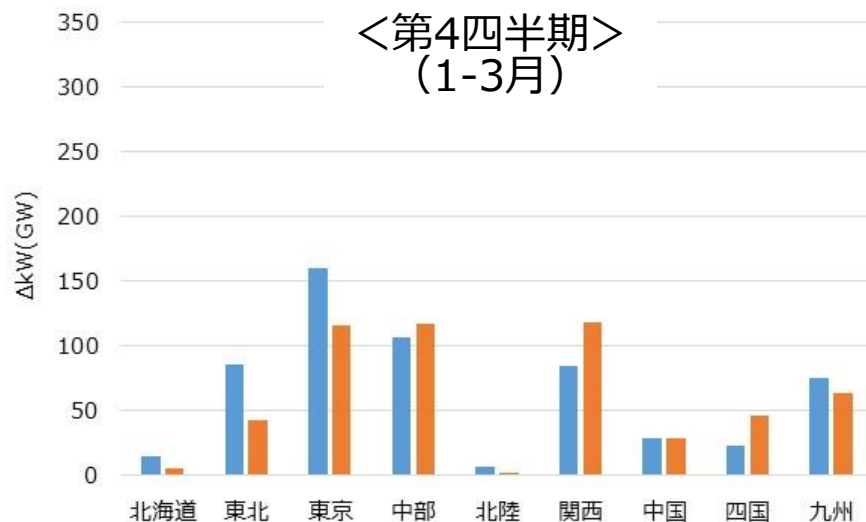
＜第2四半期＞  
(7-9月)



＜第3四半期＞  
(10-12月)

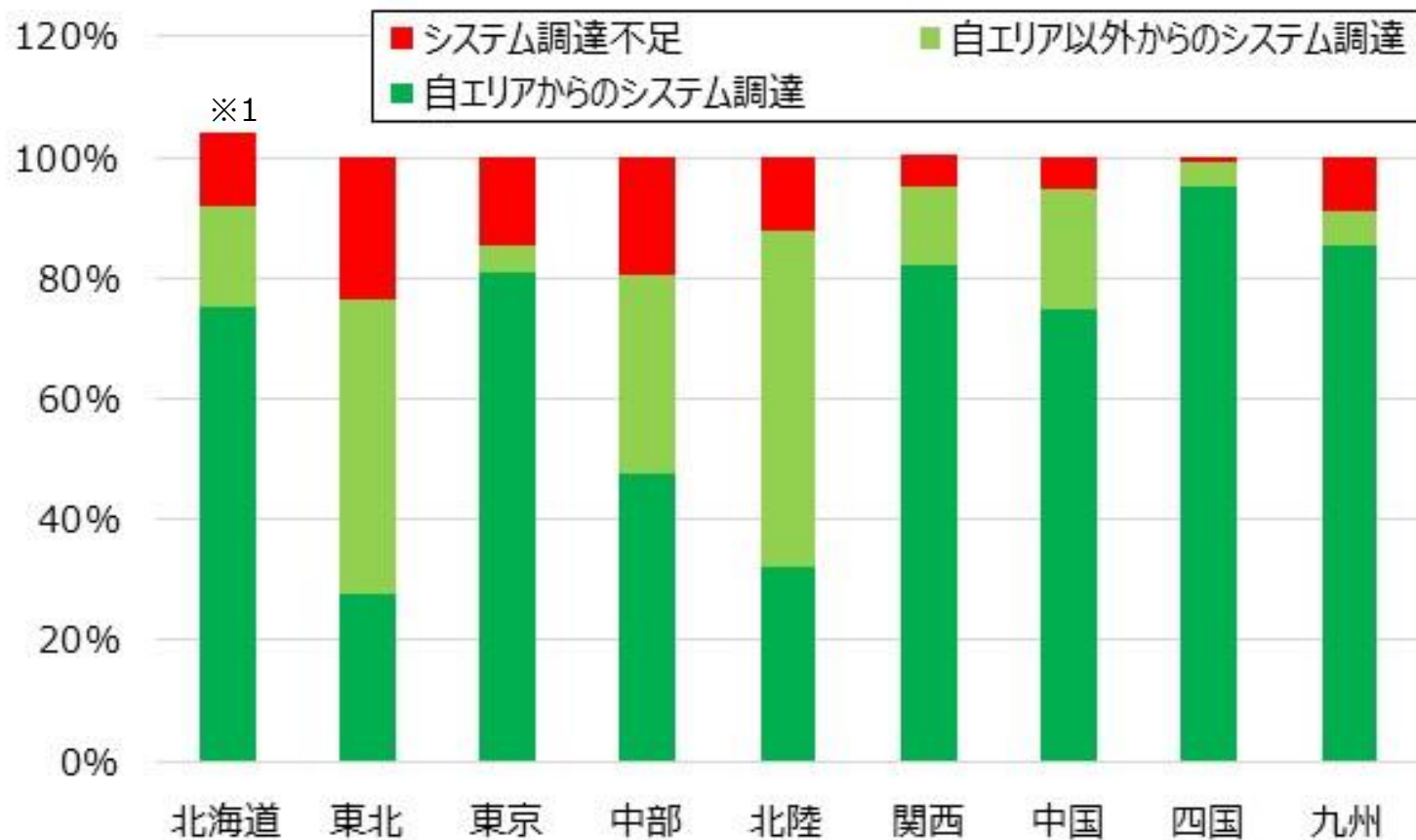


＜第4四半期＞  
(1-3月)



■ : 募集量      ■ : 応札量

# 【参考】 募集量に占める自エリアおよび他エリアからのシステム調達割合



※1 最小約定希望量により募集量を超過

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	計
システム調達不足率	12.2%	23.4%	14.8%	19.4%	12.5%	5.1%	5.3%	0.7%	9.1%	13.0%

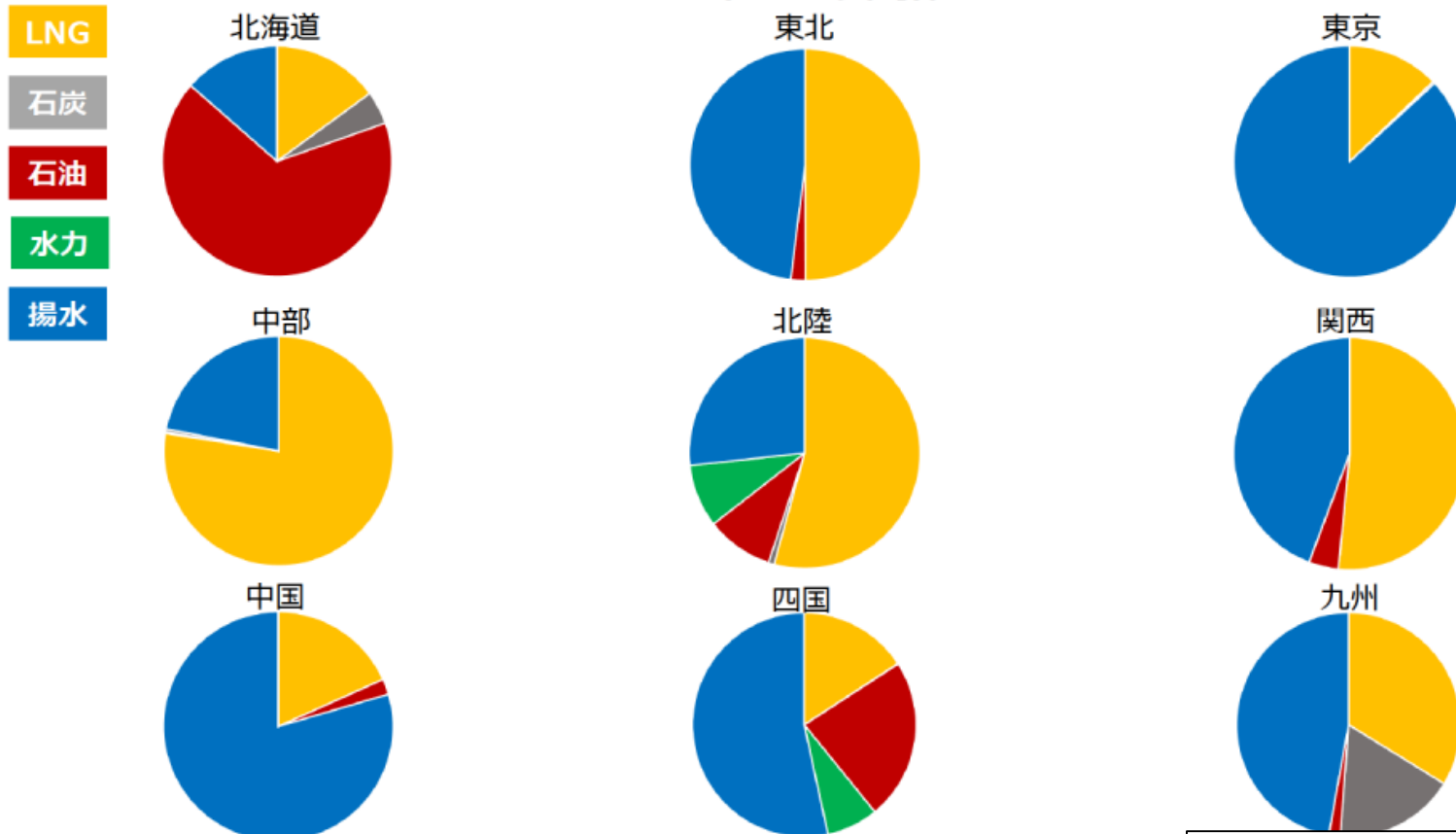
※ 前日14時のシステム落札時点

# 【参考】各エリアにおいて約定した調整力電源

## 各エリアにおいて約定した調整力電源

- 約定方法においては、連系線への影響を勘案し自エリア優先で紐付けを実施。そのため、**各エリアの調整電源の違いが調達単価のばらつきに大きな影響を与えている**と考えられる。

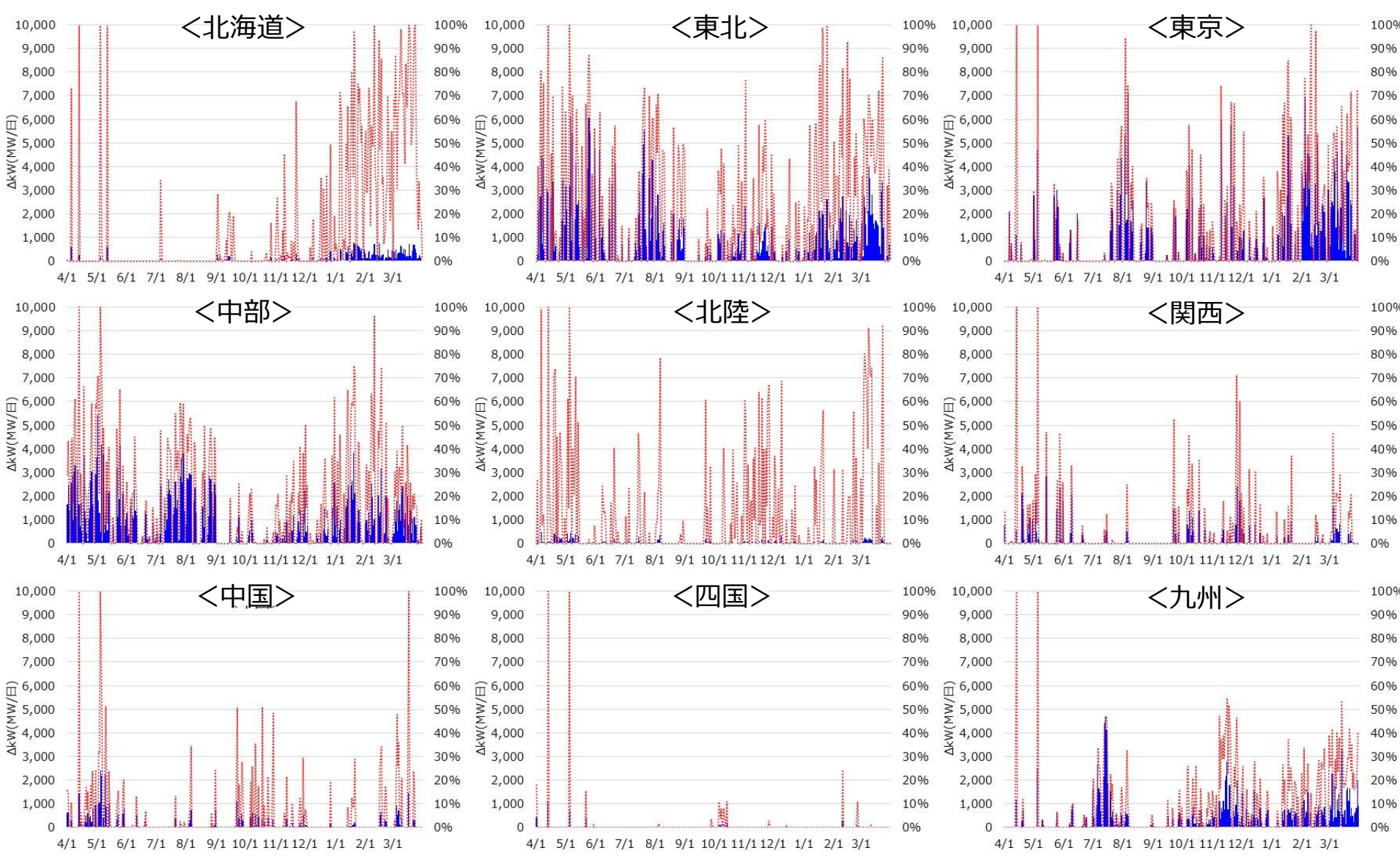
2021年12月の取引状況



※送配電網協議会提供の情報をもとに事務局にて作成

第39回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (2022/2/14)

# 【参考】TSO別のシステム調達不足量およびシステム調達不足率

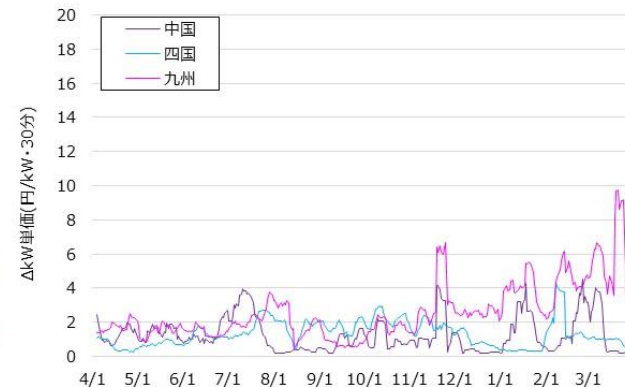
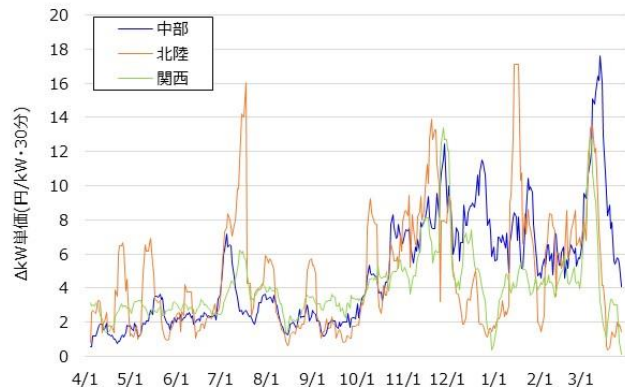
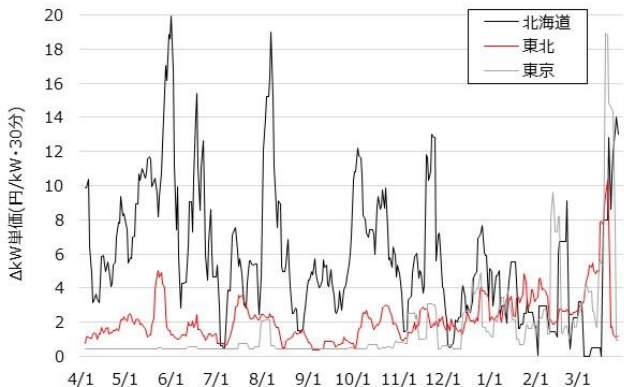


■ : 調達不足量      - - - : 調達不足率

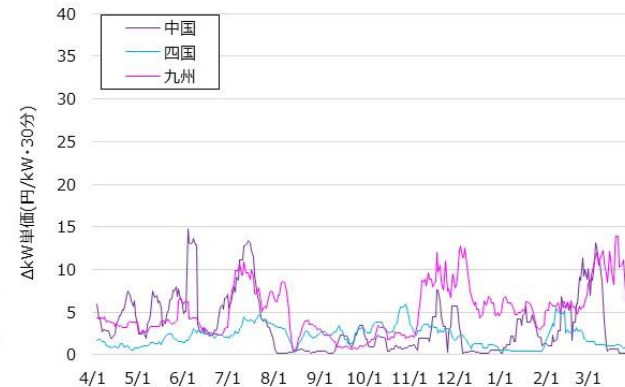
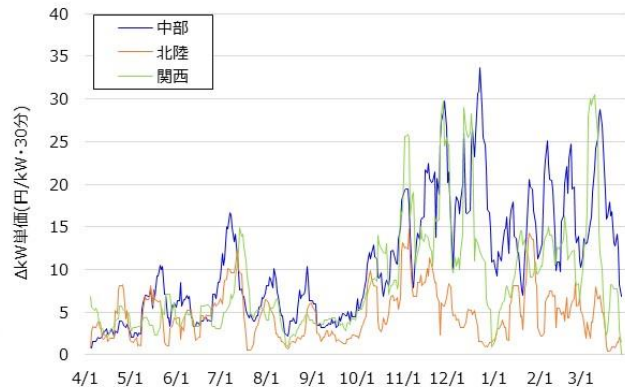
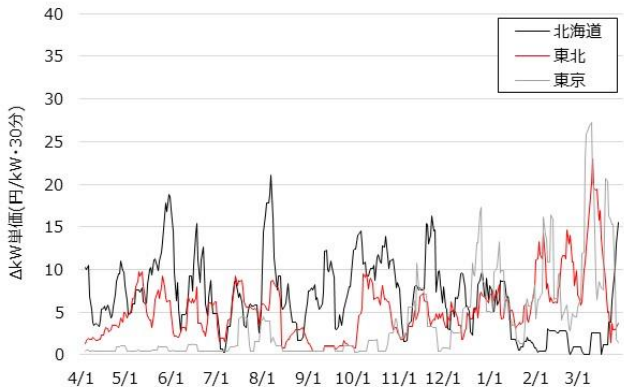
※ 前日14時のシステム落札時点

# 【参考】TSO別の落札単価（第4ブロック：9:00~12:00）

## <TSO別の平均落札単価（第4ブロック）>



## <TSO別の最高落札単価（第4ブロック）>



※ グラフは一週間移動平均値

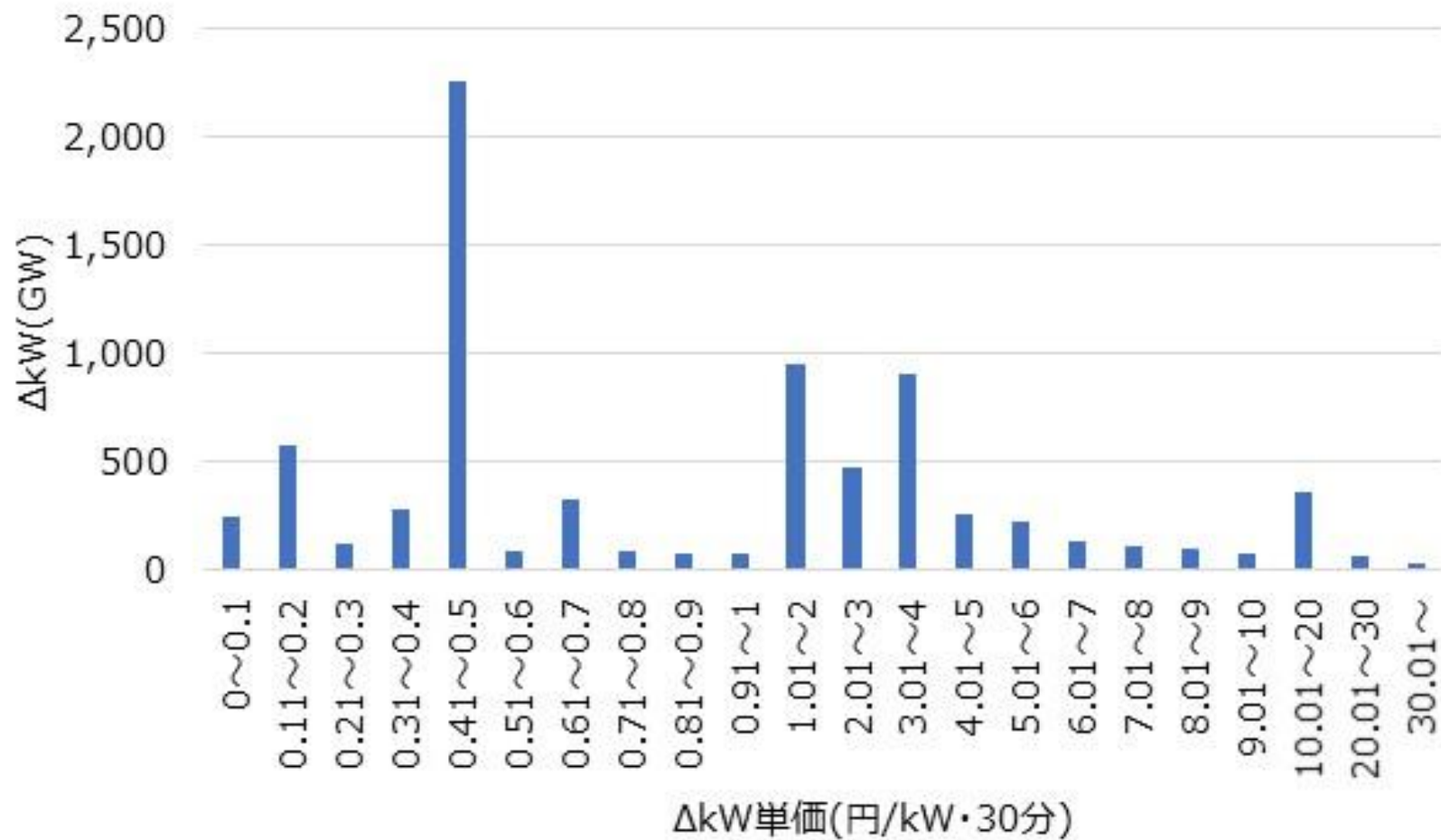
## <TSO別の平均落札単価（第4ブロック）>

ΔkW単価(円/kW・30分)、ブロック平均ΔkW(MW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均単価	6.51	1.91	0.96	4.84	4.05	4.17	1.47	1.40	2.13
最高単価※1	6.84	5.35	3.62	10.78	4.73	8.58	3.57	2.18	5.24
落札量	161	856	1,521	1,077	65	964	480	358	1,151

※1 単純平均

※ 前日14時のシステム落札時点



※ 前日14時のシステム落札時点