

**第74回 制度設計専門会合
事務局提出資料
～自主的取組・競争状態のモニタリング報告～
(令和4年1月～令和4年3月期)**

令和4年6月23日（木）



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

主要指標

○ 当期間における主要指標は、次のとおり。

				今回の御報告内容				参考					
				2022年1月～3月				前年同時期 (2021年1月～3月)		2020年度 (2020年4月～2021年3月)		2019年度 (2019年4月～2020年3月)	
卸電力取引所	販売電力量に対する割合※3			35.8%	36.2%	38.9%	35.5%						
	スポット市場	入札	売り入札量前年同時期対比	1.0倍	1.0倍	1.1倍	1.3倍						
			買い入札量前年同時期対比	1.0倍	1.1倍	1.1倍	1.3倍						
		約定	約定量	829億kWh	809億kWh	3,128億kWh	2,925億kWh						
			約定量前年同時期対比	1.0倍	1.1倍	1.1倍	1.4倍						
			平均約定価格 (システムプライス)	23.0円/kWh	26.2円/kWh	11.2円/kWh	7.9円/kWh						
		東西市場分断発生率			23.7%	65.6%	72.7%	77.4%					
	時間前市場	約定	約定量	12.5億kWh	8.2億kWh	40.2億kWh	25.8億kWh						
			平均約定価格	25.8円/kWh	28.9円/kWh	12.4円/kWh	8.0円/kWh						
	先渡市場	約定	約定量	17,336MWh	14,678MWh	16,385MWh	51,126MWh						
取引相対		グループ外への供給量		148.6億kWh	100.8億kWh	—	—						
(参考)※1 小売市場				2,349億kWh※2	2,258億kWh	8,164億kWh	8,309億kWh						
	販売電力量	新電力	販売電力量	508億kWh	444億kWh	1,532億kWh	1,285億kWh						
			販売電力量前年同時期対比	1.1倍	1.3倍	1.2倍	1.0倍						
			新電力シェア	21.3% (3月時点)	19.5% (3月時点)	—	—						

※1 出所：電力取引報
※2 電力取引報では、集計において事業者の過度の負担を避けるため、販売電力量と販売額についてN－1月検針日からN月検針日前日までの実績をN月分として計上することを認めており、
大宗の企業は検針日までの実績を報告しているため、実際のN月需要に対する実績とは一致しない。
※3 販売電力量に対する割合は、当該期間の平均値を示す。

電力市場のモニタリング報告

【当四半期報告】

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場

◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等

- 余剰電力の取引所への供出
- 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
- グロス・ビディングの状況
- 売りブロック入札の状況
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営水力電気事業の入札等の状況
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - ・ インバランス量の推移
- 新電力の電力調達の状況
- JEPXスポット価格と燃料価格

◆ 小売市場

- 地域別の新電力シェアの推移
- 地域別の市場シェア
- 電力量単価の推移
- スイッチングの動向
- 電気の経過措置料金規制解除基準にかかる足下の状況

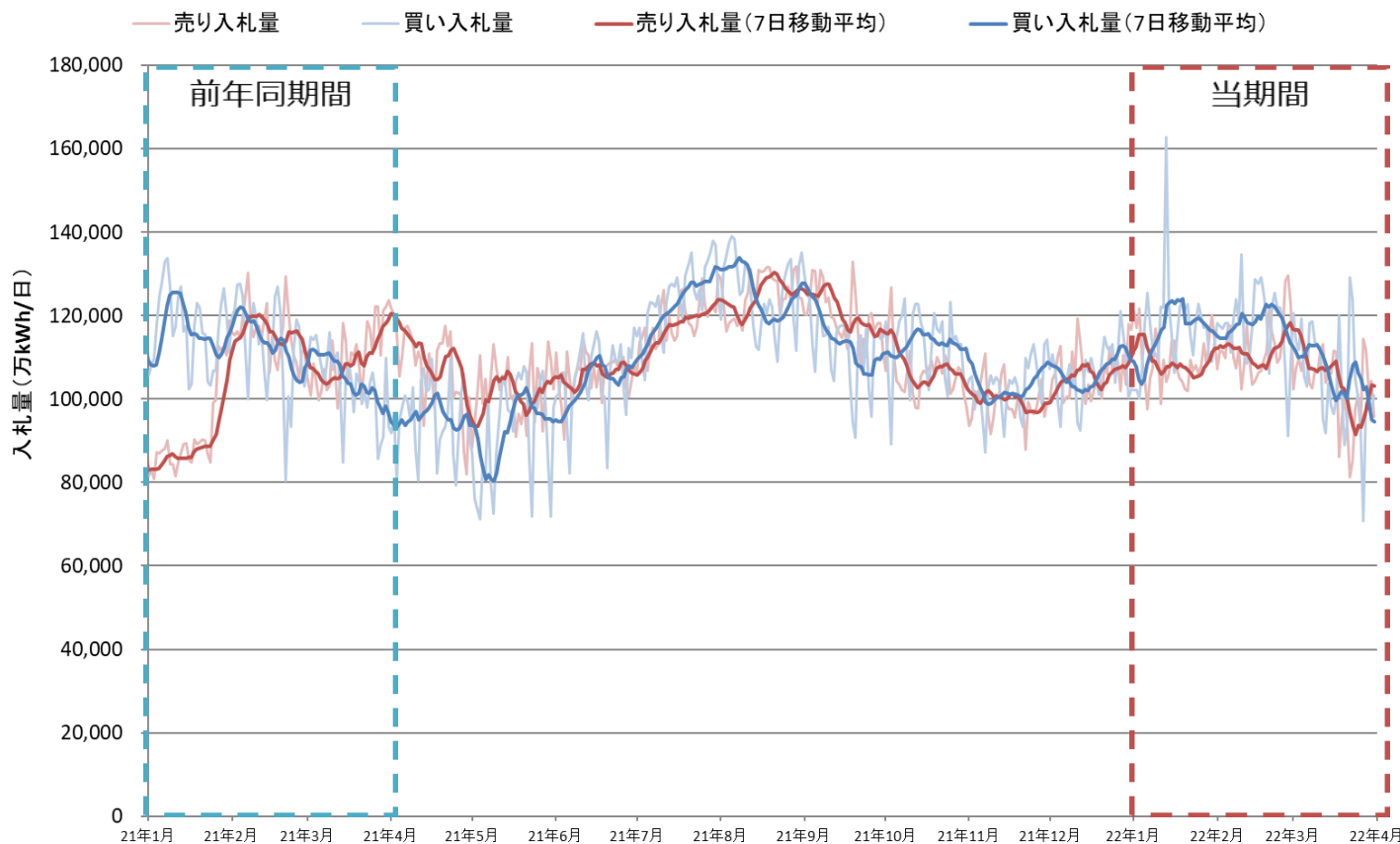
◆ ガス市場

- 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
- スタートアップ卸の利用状況

スポット市場の入札量

- 当期間におけるスポット市場の入札量は、売り入札量は973億kWh、買い入札量は1,017億kWhであった。
- 前年同時期対比は、売り入札量は1.0倍、買い入札量は1.0倍となっている。

スポット市場 入札量の推移
(2021年01月01日～2022年03月31日)



主要データ

売り入札量
(2022年01月～2022年03月)

973 億kWh

売り入札量の前年同時期対比
(対2021年01月～2021年03月)

1.0 倍

買い入札量
(2022年01月～2022年03月)

1,017 億kWh

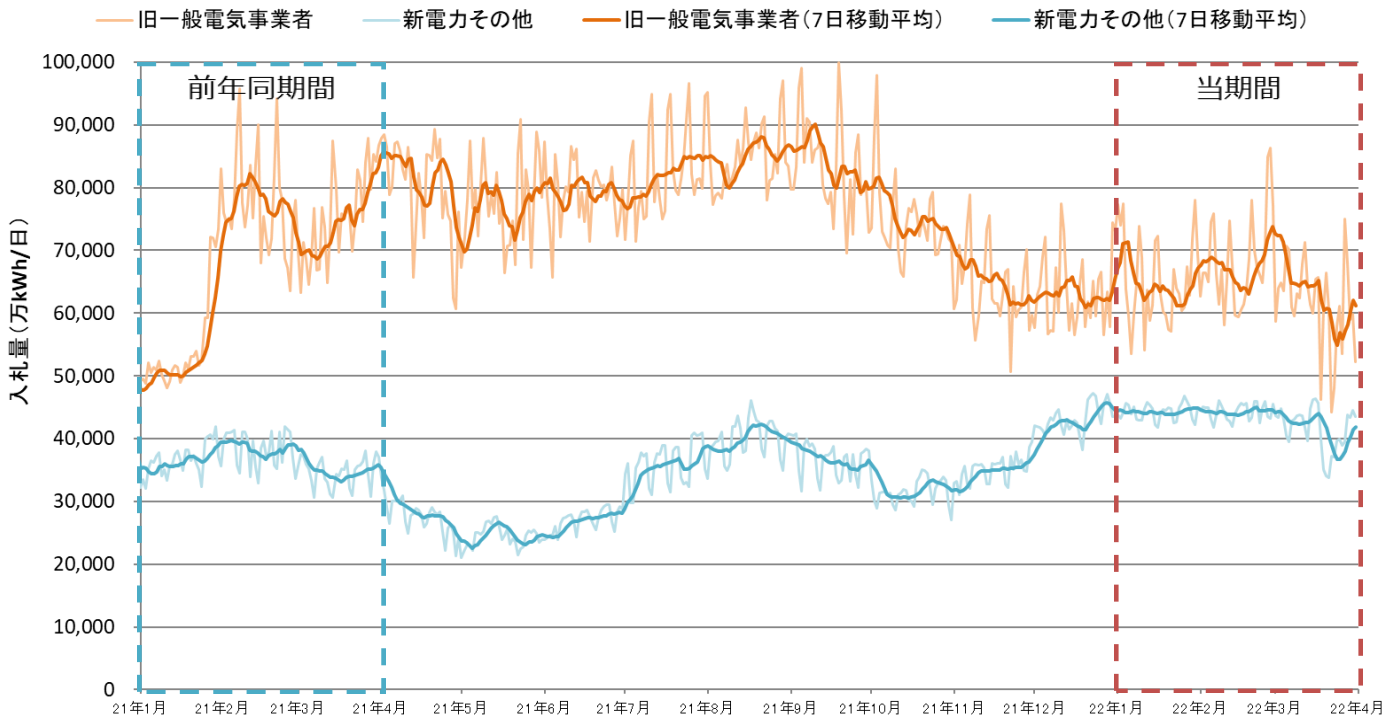
買い入札量の前年同時期対比
(対2021年01月～2021年03月)

1.0 倍

事業者区分別のスポット市場売り入札量

- 当期間におけるスポット市場の売り入札量は、旧一般電気事業者は583億kWh、新電力その他の事業者は390億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.9倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。

スポット市場 売り入札量の推移
(2021年01月01日～2022年03月31日)



主要データ

旧一般電気事業者による 売り入札量 (2022年01月～2022年03月)
583 億kWh
旧一般電気事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2021年01月～2021年03月)
0.9 倍
新電力その他の事業者による 売り入札量 (2022年01月～2022年03月)
390 億kWh
新電力その他の事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2021年01月～2021年03月)
1.2 倍

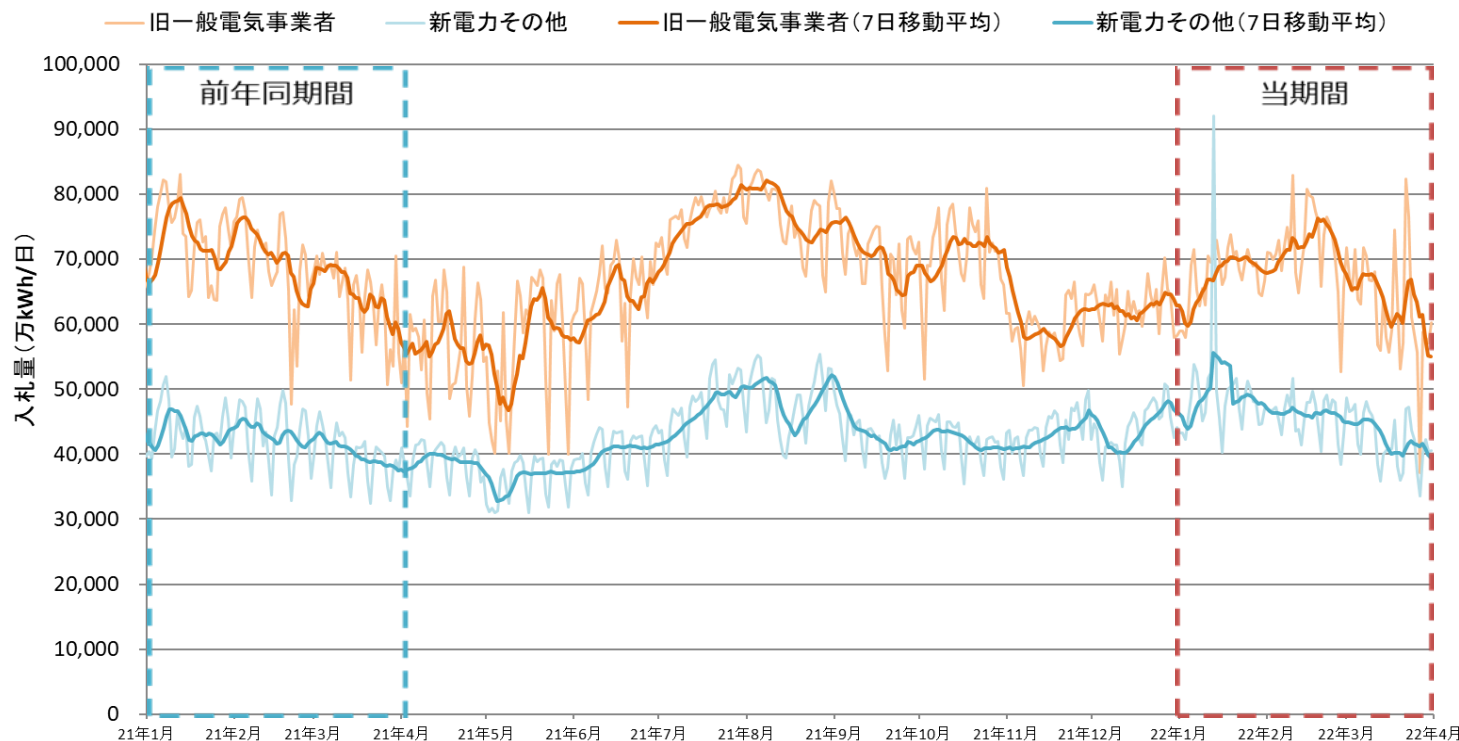
※ 旧一般電気事業者による売り入札量は、一般送配電事業者によるFIT売電分を含む。
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

事業者区分別のスポット市場買い入札量

- 当期間におけるスポット市場の買い入札量は、旧一般電気事業者は605億kWh、新電力その他の事業者は412億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.0倍、新電力その他の事業者は1.1倍となっている。

スポット市場 買い入札量の推移
(2021年01月01日～2022年03月31日)

主要データ



旧一般電気事業者による
買い入札量
(2022年01月～2022年03月)
605 億kWh

旧一般電気事業者による
買い入札量の前年同時期対比
(対2021年01月～2021年03月)
1.0 倍

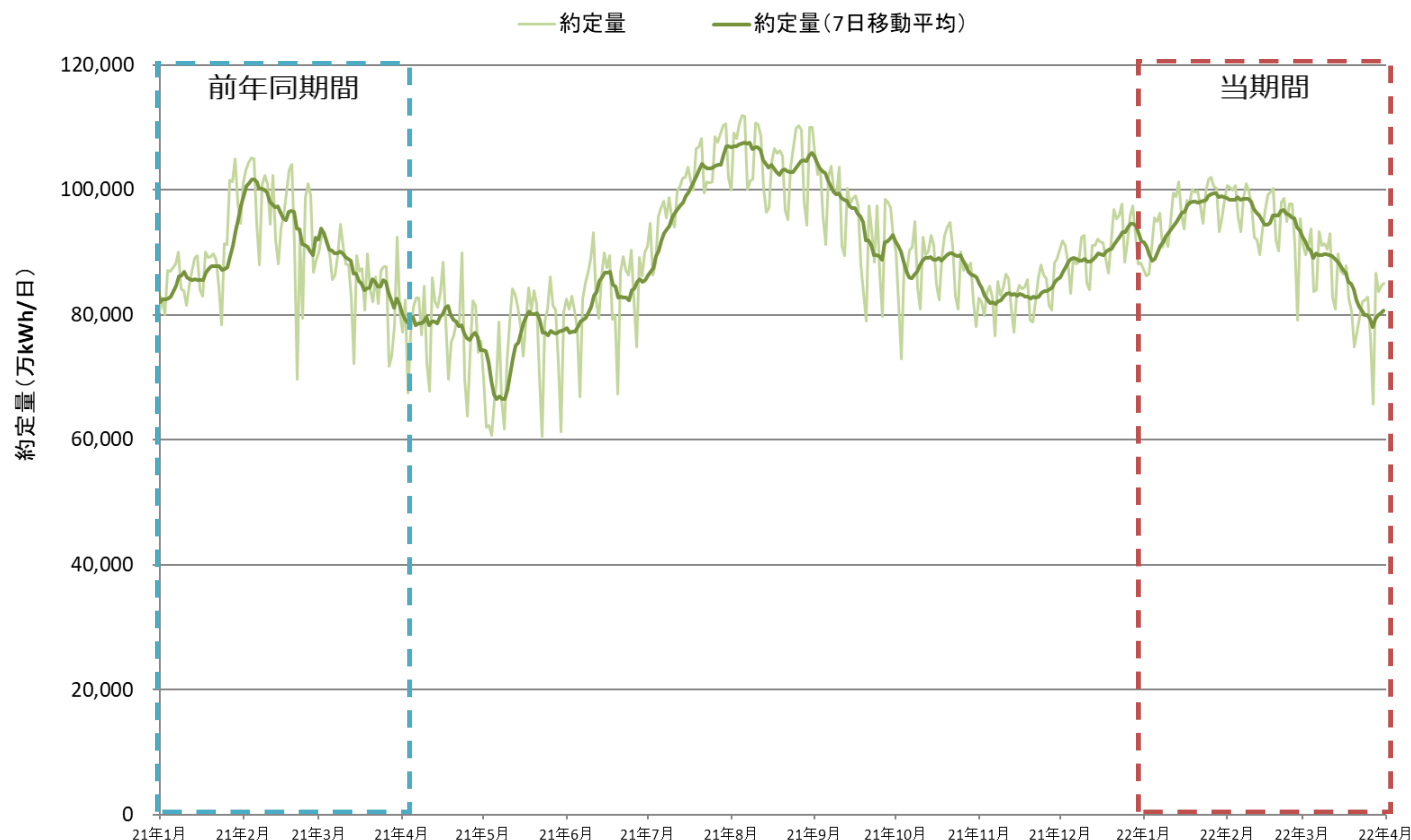
新電力その他の事業者による
買い入札量
(2022年01月～2022年03月)
412 億kWh

新電力その他の事業者による
買い入札量の前年同時期対比
(対2021年01月～2021年03月)
1.1 倍

スポット市場の約定量

- 当期間におけるスポット市場の約定量は、829 億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.0倍となっている。

スポット市場 約定量の推移
(2021年01月01日～2022年03月31日)



主要データ

約定量
(2022年01月～2022年03月)

829 億kWh

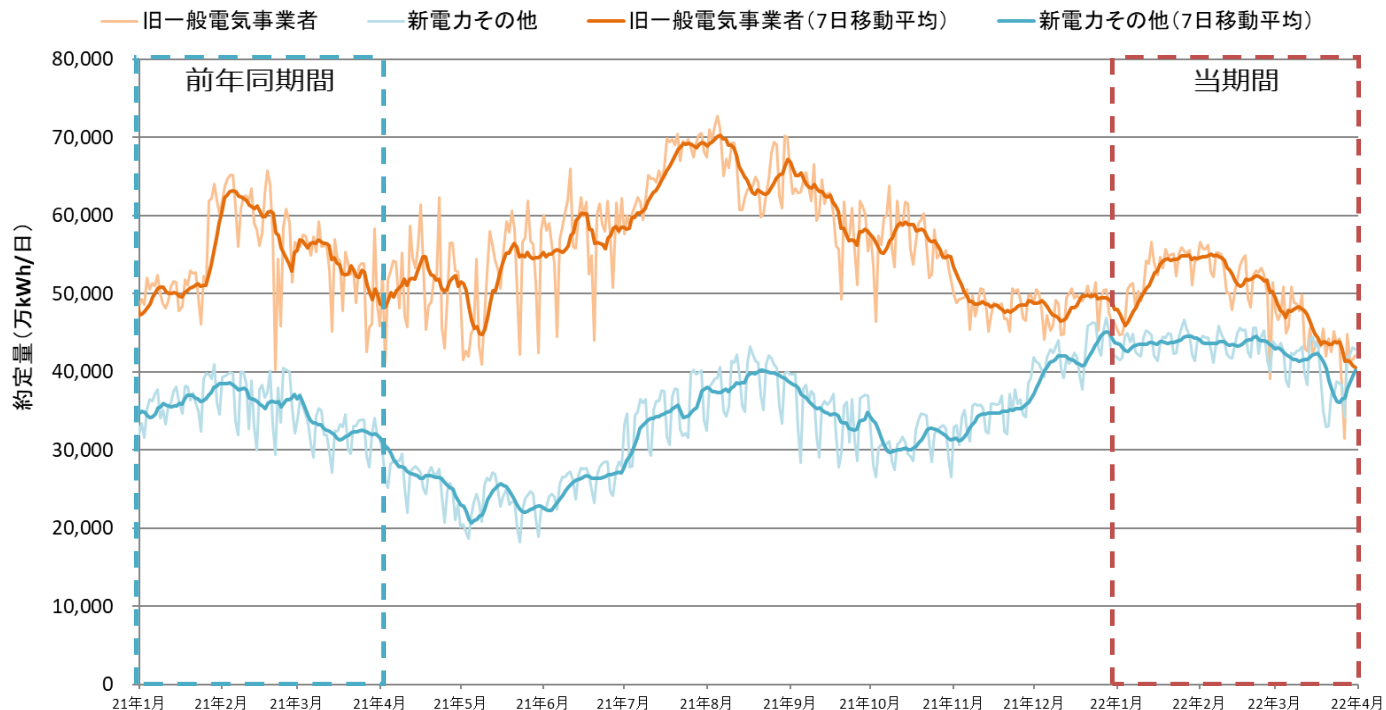
約定量の前年同時期対比
(対2021年01月～2021年03月)

1.0 倍

事業者区分別のスポット市場売り約定量

- 当期間におけるスポット市場の売り約定量は、旧一般電気事業者は446億kWh、新電力その他の事業者は383億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.9倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。

スポット市場 売り約定量の推移
(2021年01月01日～2022年03月31日)



主要データ

旧一般電気事業者による
売り約定量
(2022年01月～2022年03月)

446 億kWh

旧一般電気事業者による
売り約定量の前年同時期対比
(対2021年01月～2021年03月)

0.9 倍

新電力その他の事業者による
売り約定量
(2022年01月～2022年03月)

383 億kWh

新電力その他の事業者による
売り約定量の前年同時期対比
(対2021年01月～2021年03月)

1.2 倍

※ 旧一般電気事業者による売り約定量は、一般送配電事業者によるFIT売電分を含む。

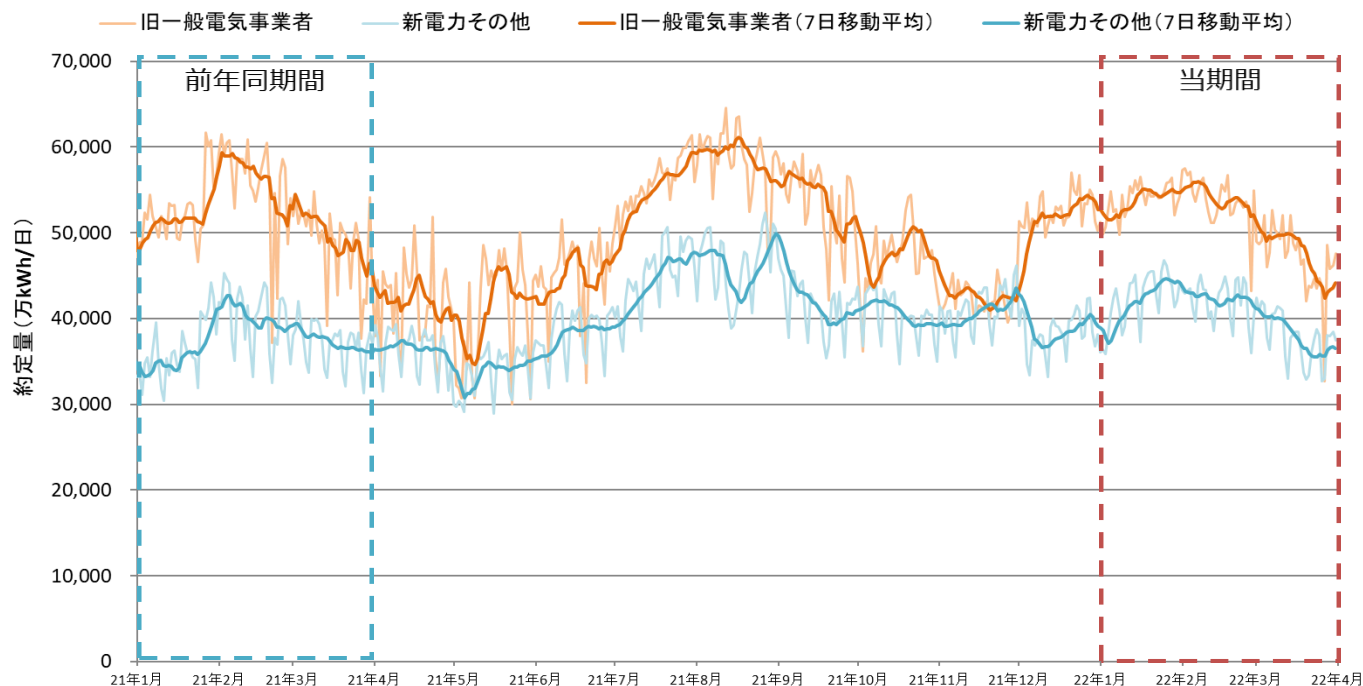
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

事業者区分別のスポット市場買い約定量

- 当期間におけるスポット市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は463億kWh、新電力その他の事業者は366億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.0倍、新電力その他の事業者は1.1倍となっている。
- 旧一般電気事業者による買い約定量が売り約定量を上回っており、新電力その他による売り約定量が買い約定量を上回っている。

主要データ

スポット市場 買い約定量の推移
(2021年01月01日～2022年03月31日)



旧一般電気事業者による
買い約定量
(2022年01月～2022年03月)

463 億kWh

旧一般電気事業者による
買い約定量の前年同時期対比
(対2021年01月～2021年03月)

1.0 倍

新電力その他の事業者による
買い約定量
(2022年01月～2022年03月)

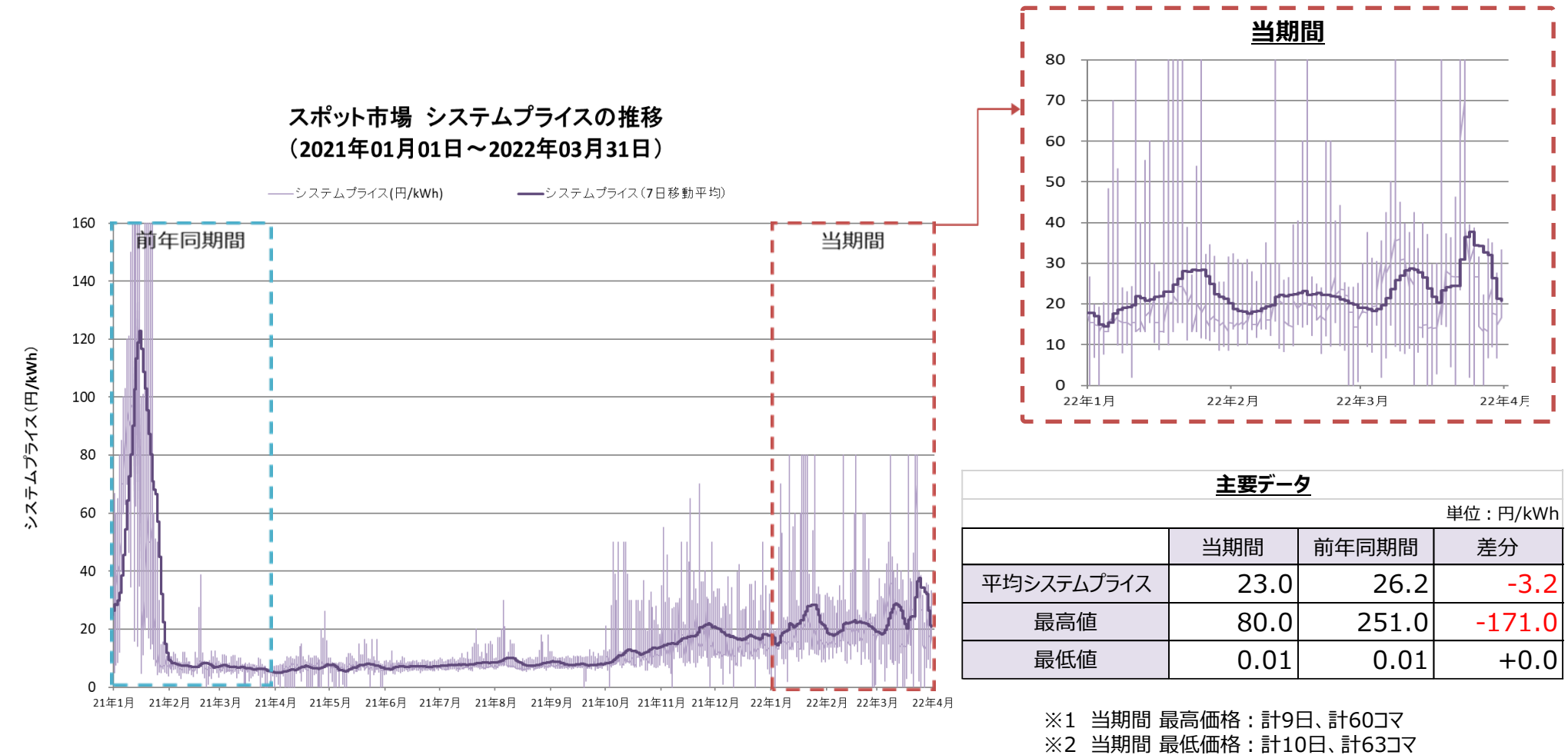
366 億kWh

新電力その他の事業者による
買い約定量の前年同時期対比
(対2021年01月～2021年03月)

1.1 倍

スポット市場のシステムプライス

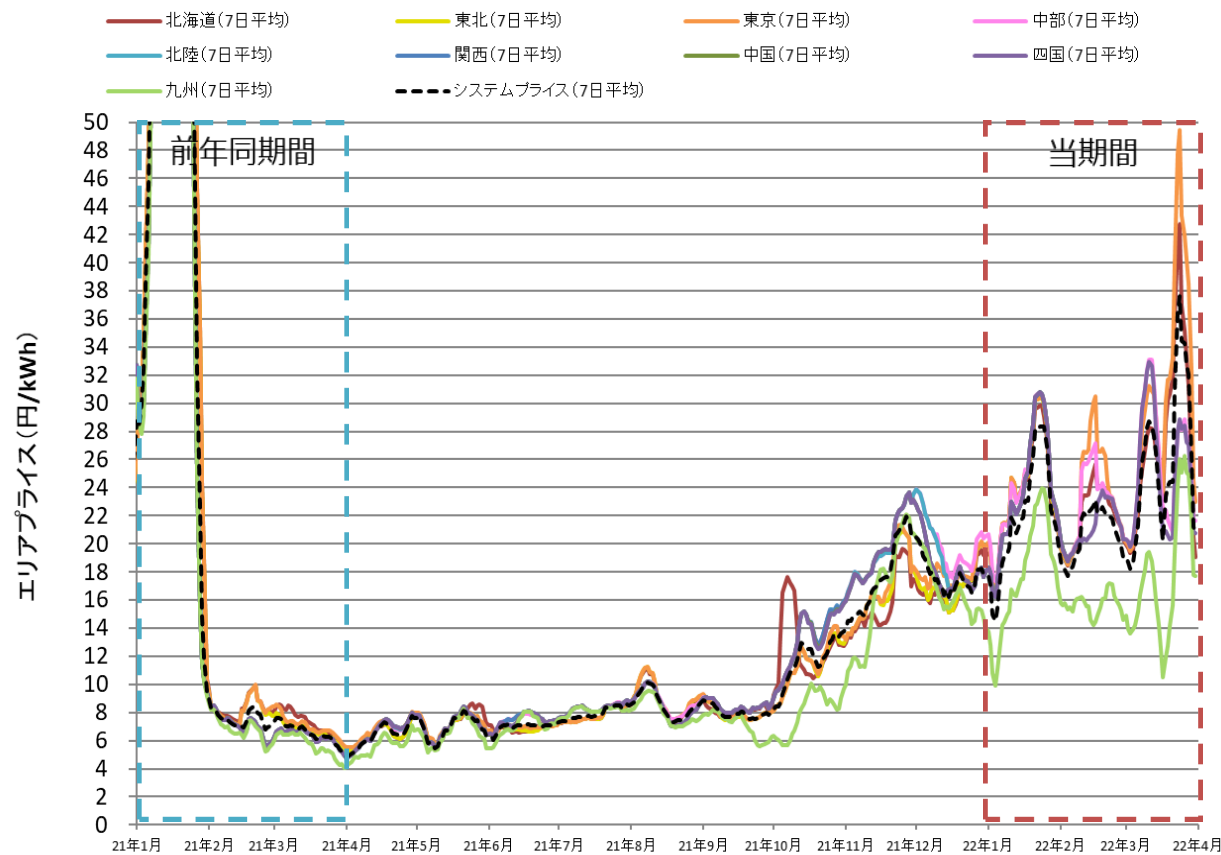
- 当期間におけるスポット市場のシステムプライスは、平均23.0円/kWhであった。
- 前年同期間の平均26.2円/kWhと比べて低下した。



スポット市場のエリアプライス

○ 当期間におけるスポット市場のエリアプライスは、各エリアで前年同期間のエリアプライスを下回っている。

スポット市場 エリアプライスの推移
(2021年01月01日～2022年03月31日)



期間内平均価格

単位：円/kWh

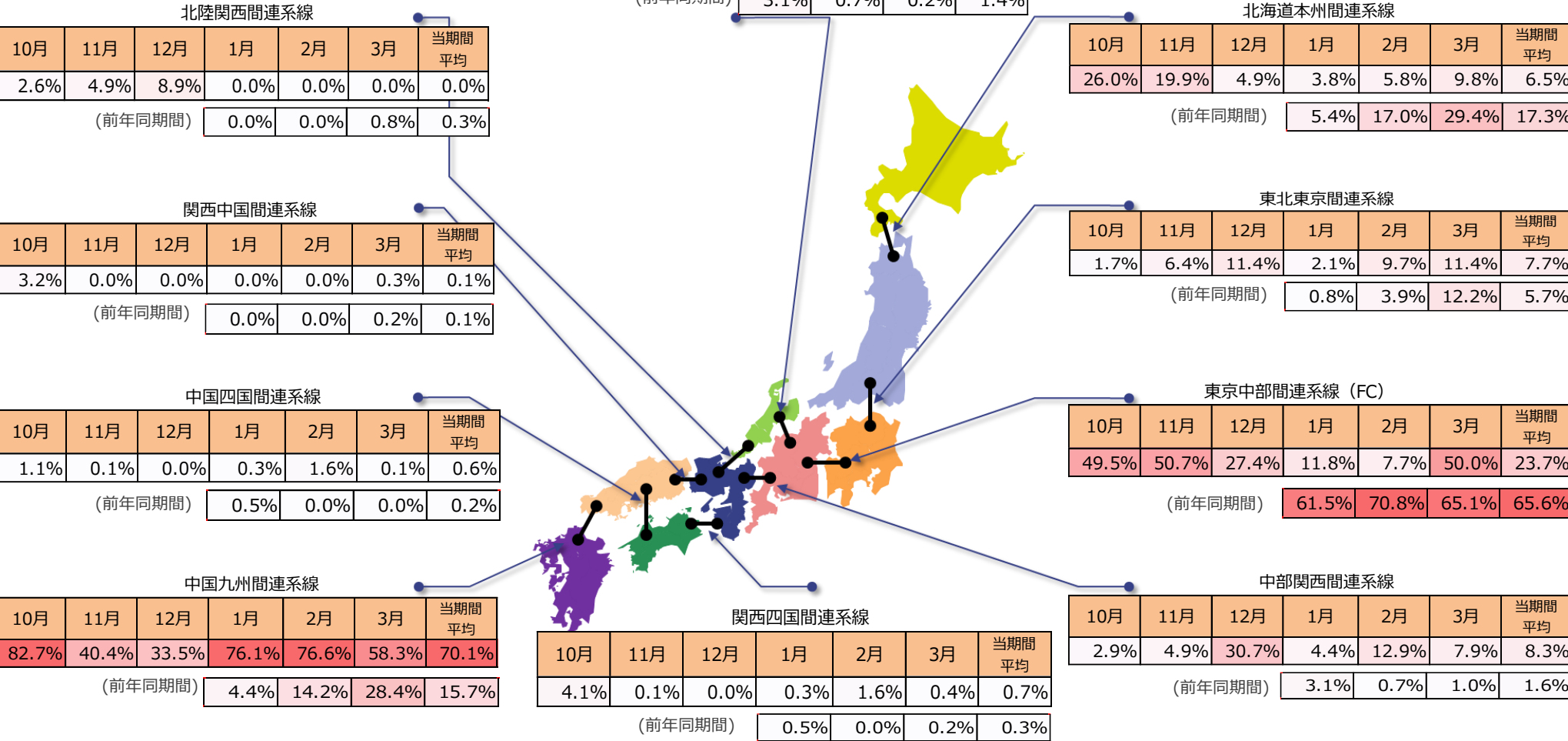
	当期間	前年 同期間	差
システムプライス	23.0	26.2	-3.2
北海道	24.4	27.9	-3.5
東北	25.0	27.7	-2.6
東京	26.1	27.8	-1.7
中部	24.2	24.6	-0.3
北陸	23.5	24.9	-1.4
関西	23.5	24.9	-1.4
中国	23.5	24.9	-1.4
四国	23.5	25.0	-1.5
九州	17.2	24.5	-7.3

*東西市場間値差：東京エリアと中部エリアのエリアプライスの値差（＝東京エリア価格－中部エリア価格）

各地域間のスポット市場分断状況

- 市場分断発生率を見ると、前年同期間と比べて、「北海道本州間連系線」「東京中部連系線（FC）」は減少。特にFCは、120万kW⇒210万kWに増強され、分断率は平均23.7%と大幅に減少。（2021年3月：飛驒信濃直流連系設備90万kWが運開）
- 中国九州間連系線の方断率は、平均70.1%と大幅に増加した。

各地域間連系線の月別分断発生率



※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。
※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

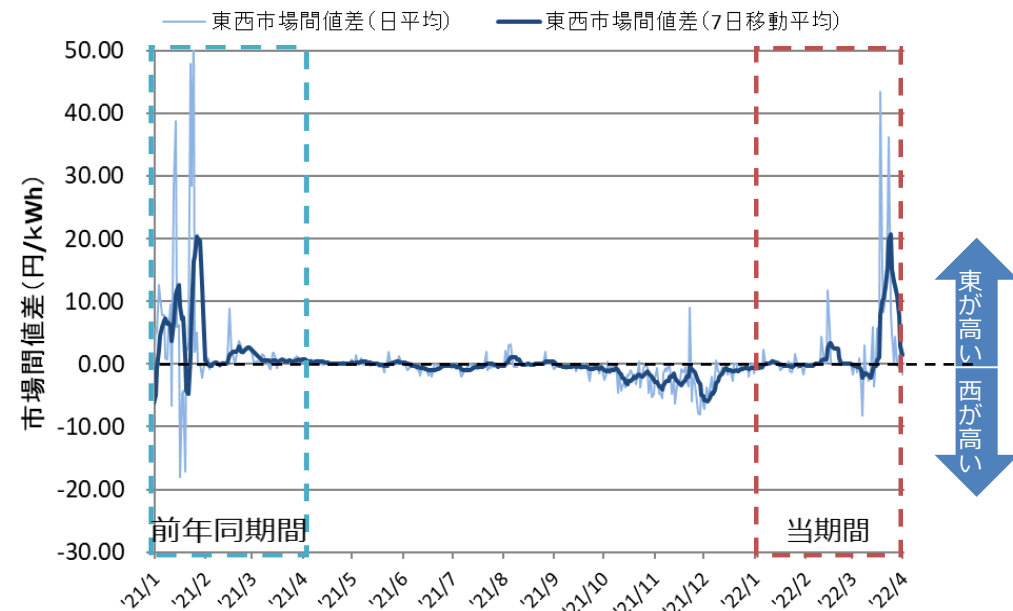
スポット市場の東西市場分断発生状況

- 当期間における東西市場間値差は、日平均約1.87円/kWh（東京エリアー中部エリア）であった。
最大値は、東の価格が高い日については43.40円/kWh、西の価格が高い日については8.24円/kWhであった。

東西市場分断発生率の推移*
(2021年01月01日～2022年03月31日)



東西市場間値差の推移**
(2021年01月01日～2022年03月31日)



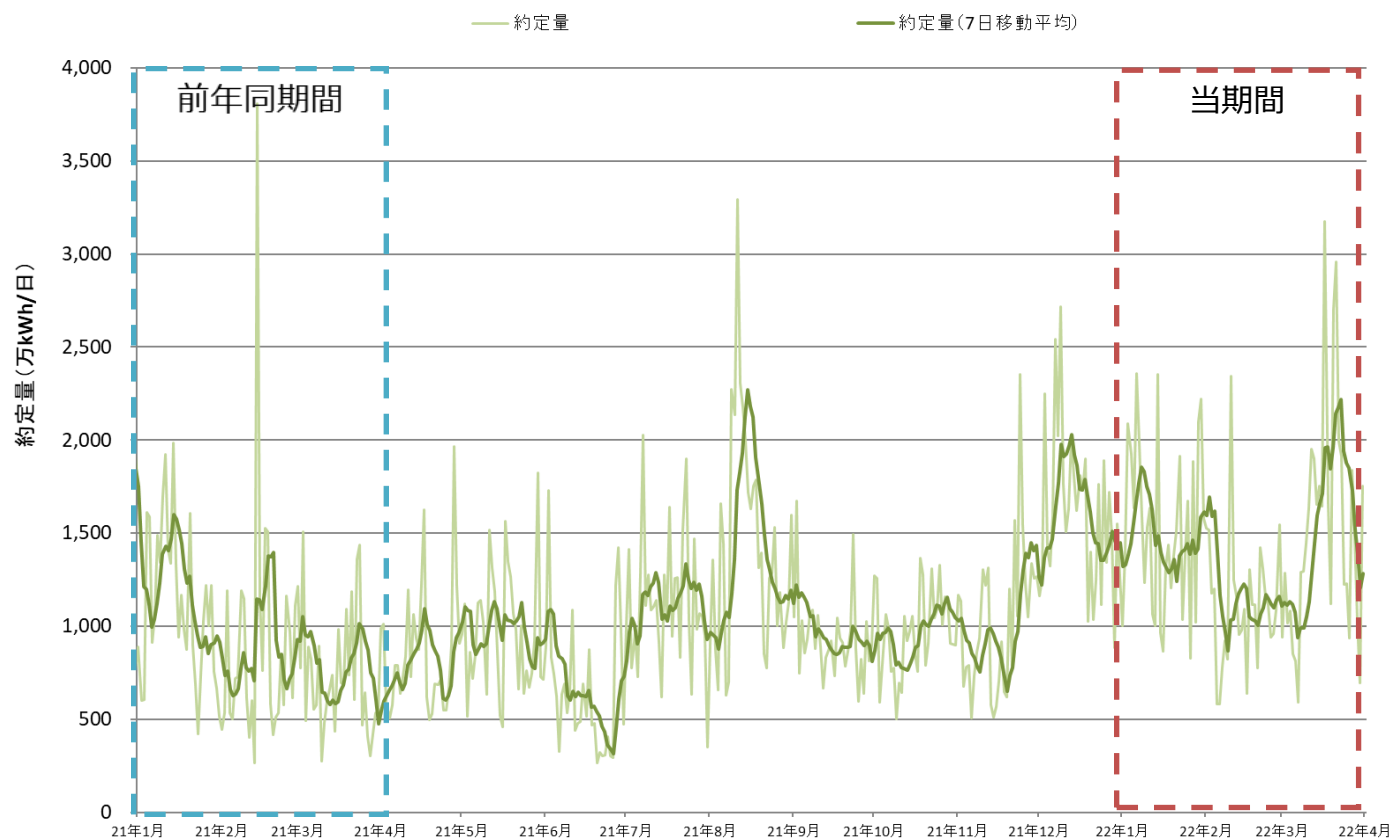
*東西市場分断発生率：1日48コマの中で、市場分断が発生したコマの割合

**東西市場間値差：東京エリアと中部エリアのエリアプライスの値差（＝東京エリア価格－中部エリア価格）。平均値は、絶対値ではなく、正負それぞれの値差データから算出。

時間前市場の約定量

- 当期間における時間前市場の約定量は、12.5億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.5倍となっている。

時間前市場 約定量の推移
(2021年1月1日～2022年3月31日)



主要データ

約定量
(2022年1月～2022年3月)

12.5 億kWh

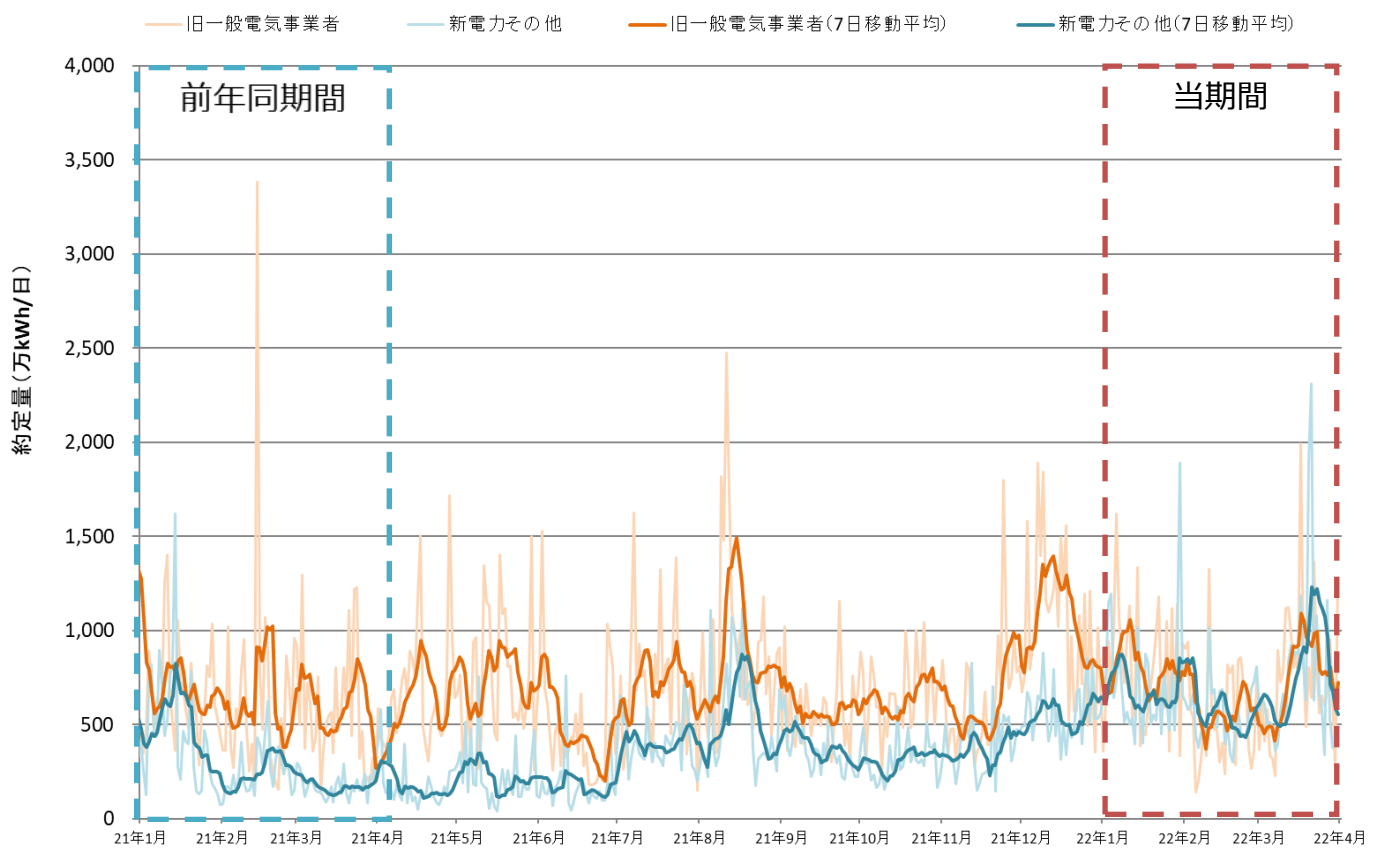
約定量の前年同時期対比
(対2021年1月～2021年3月)

1.5 倍

事業者区分別の時間前市場売り約定量

- 当期間における時間前市場の売り約定量は、旧一般電気事業者は6.4億kWh、新電力その他の事業者は6.1億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.1倍、新電力その他の事業者は2.3倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2021年1月1日～2022年3月31日)



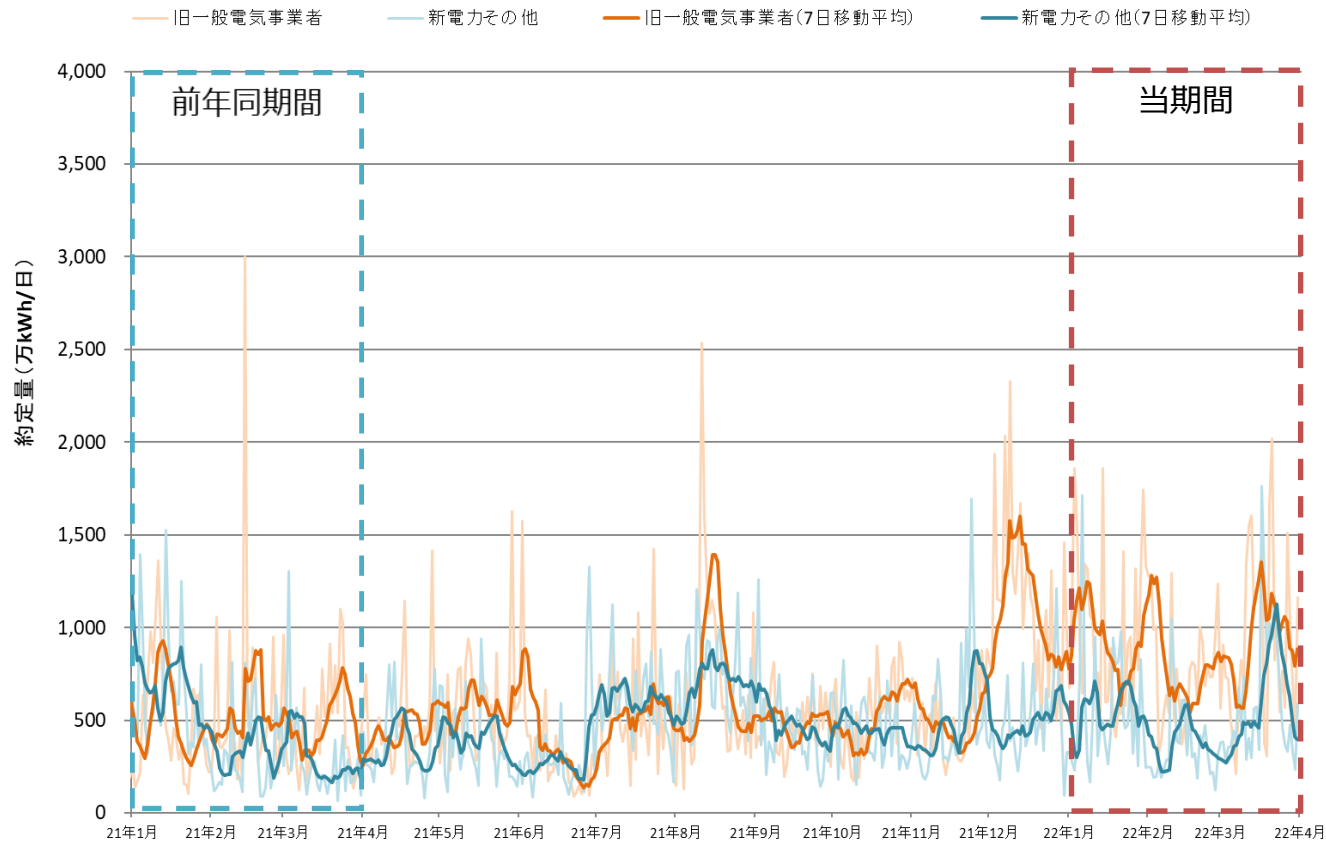
主要データ	
旧一般電気事業者による 売り約定量 (2022年1月～2022年3月)	6.4 億kWh
	1.1 倍
旧一般電気事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年1月～2021年3月)	1.1 倍
	2.3 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2022年1月～2022年3月)	6.1 億kWh
	2.3 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年1月～2021年3月)	2.3 倍

※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

事業者区分別の時間前市場買い約定量

- 当期間における時間前市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は8.0億kWh、新電力その他の事業者は4.5億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.8倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。
- 旧一般電気事業者による買い約定量が売り約定量を上回っており、新電力その他による売り約定量が買い約定量を上回っている。

時間前市場 買い約定量の推移
(2021年1月1日～2022年3月31日)



主要データ

旧一般電気事業者による
買い約定量
(2022年1月～2022年3月)

8.0 億kWh

旧一般電気事業者による
買い約定量の前年同時期対比
(対2021年1月～2021年3月)

1.8 倍

新電力その他の事業者による
買い約定量
(2022年1月～2022年3月)

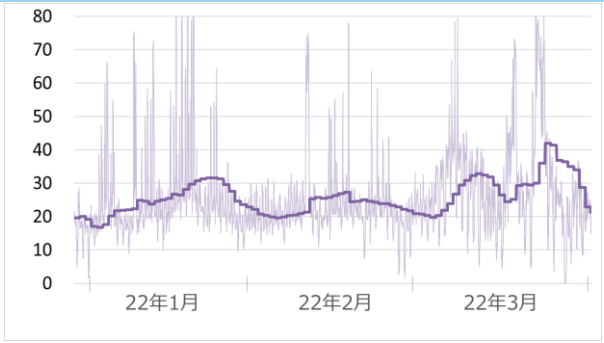
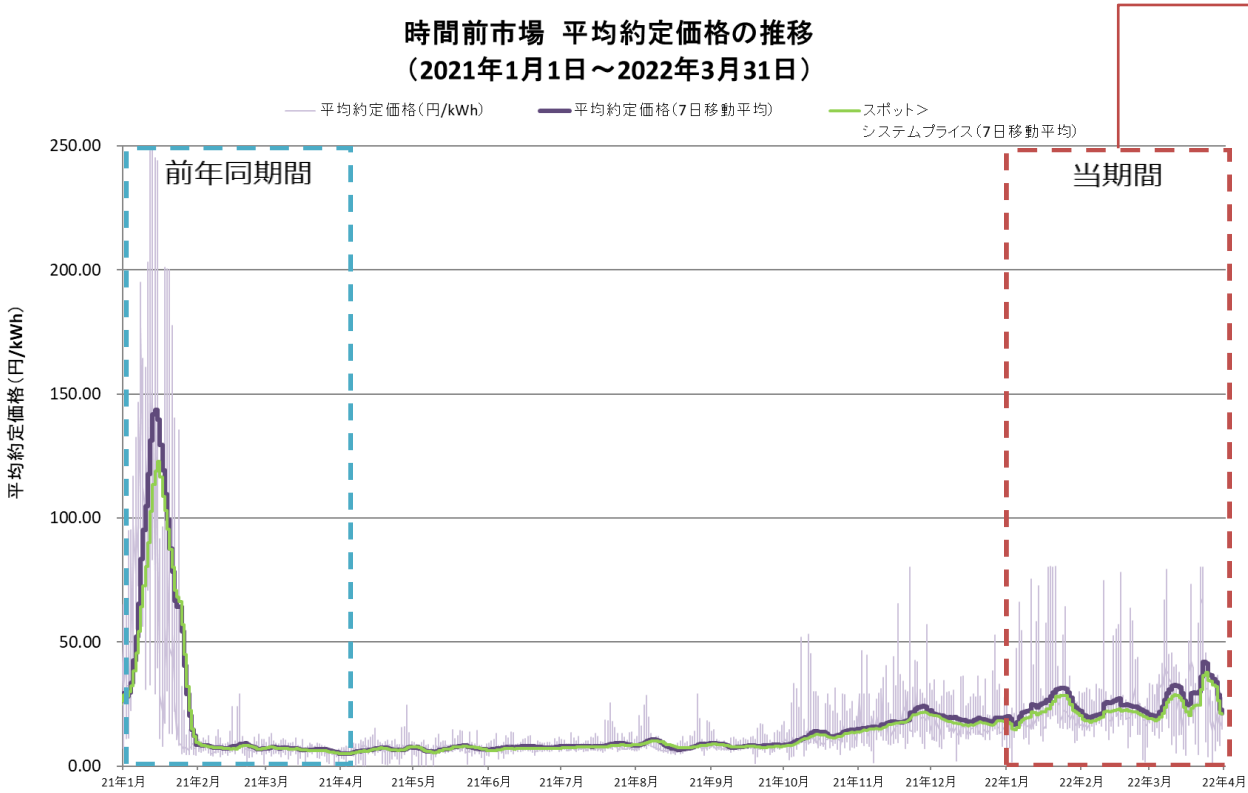
4.5 億kWh

新電力その他の事業者による
買い約定量の前年同時期対比
(対2021年1月～2021年3月)

1.2 倍

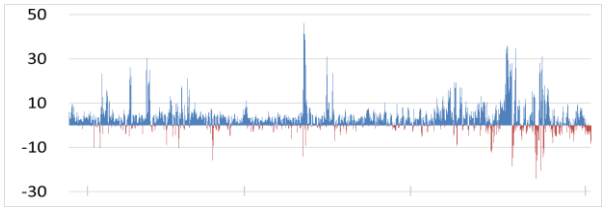
時間前市場の平均約定価格

- 当期間における時間前市場の平均約定価格は、25.8円/kWhであった。前年同期間の平均28.9円/kWhと比べて下落した。
- 当期間内における時間前市場の平均約定価格は、平均システムプライスを2.8円/kWh上回り推移した。



価格差(時間前平均価格-システムプライス)

最大差(正) : +46.11円/kWh 2月10日 12:00
最大差(負) : - 24.28円/kWh 3月22日 12:30



主要データ			
単位 : 円/kWh			
	当期間	前年 同期間	差分
時間前市場 平均約定価格	25.8	28.9	-3.1
(参考) スポット市場 平均システムプライス	23.0	26.2	-3.2
最高値	80.5	249.1	-168.7
最低値	0.2	0.3	-0.1

最高値 : 1月21日 17:30
最低値 : 3月27日 12:00

先渡市場取引における約定量・入札量の概況

- 当期間における先渡市場の約定実績は17,336MWh（前年同時期対比1.2倍）であった。
- なお、当期間における電力先物の約定実績はTOCOMでは370,431MWh（先渡市場の約21.4倍の規模）、EEXでは1,304,000MWh（先渡市場の約75.2倍の規模）であった。

期間中の約定量・入札量※1

(単位:MWh)

項目	地域	合計 (当四半期)						(参考) 合計 (前年同四半期)
			昼間型-週間	昼間型-月間	24時間型-週間	24時間型-月間	24時間型-年間	
約定量	合計	17,336	200	0	1,680	15,456	0	14,678
	東京	1,680	0	0	1,680	0	0	840
	関西	15,656	200	0	0	15,456	0	13,838
売り入札	合計	503,888	53,000	21,120	202,272	227,496	0	2,722,296
	東京	211,352	14,500	220	60,480	136,152	0	252,960
	関西	292,536	38,500	20,900	141,792	91,344	0	2,469,336
買い入札	合計	6,894,982	452,200	974,310	1,685,712	3,765,240	17,520	3,822,980
	東京	1,097,420	224,200	220	761,040	94,440	17,520	1,412,784
	関西	5,797,562	228,000	974,090	924,672	3,670,800	0	2,410,196

(参考) 他市場との約定量に関する比較

(単位: MWh)

項目	先渡市場	先物市場		BL市場
		TOCOM	EEX	
当四半期約定分 (2022年 1月～3月)	17,336	370,431	1,304,000	508,080 (2022年1月に約定した 2022年度受渡分)
(参考) 前年同四半期約定分 (2021年 1月～3月)	14,678 (2021年1月 ～2021年3月)	325,210 (2021年1月 ～2021年3月)	2,315,364 (2021年1月 ～2021年3月)	(2021年1月オークション未実施)

※1 各商品の約定量をkWhに換算し、(24時間商品：祝日含む全日数×24時間、昼間商品：祝日除く日数×10時間)、約定月別に集計。

(参考) 先渡市場取引における約定量の変遷

- 当期間における約定件数は全8件。
- そのうち、2022年1～3月商品の約定件数は5件、2022年6～8月の約定件数は3件だった。

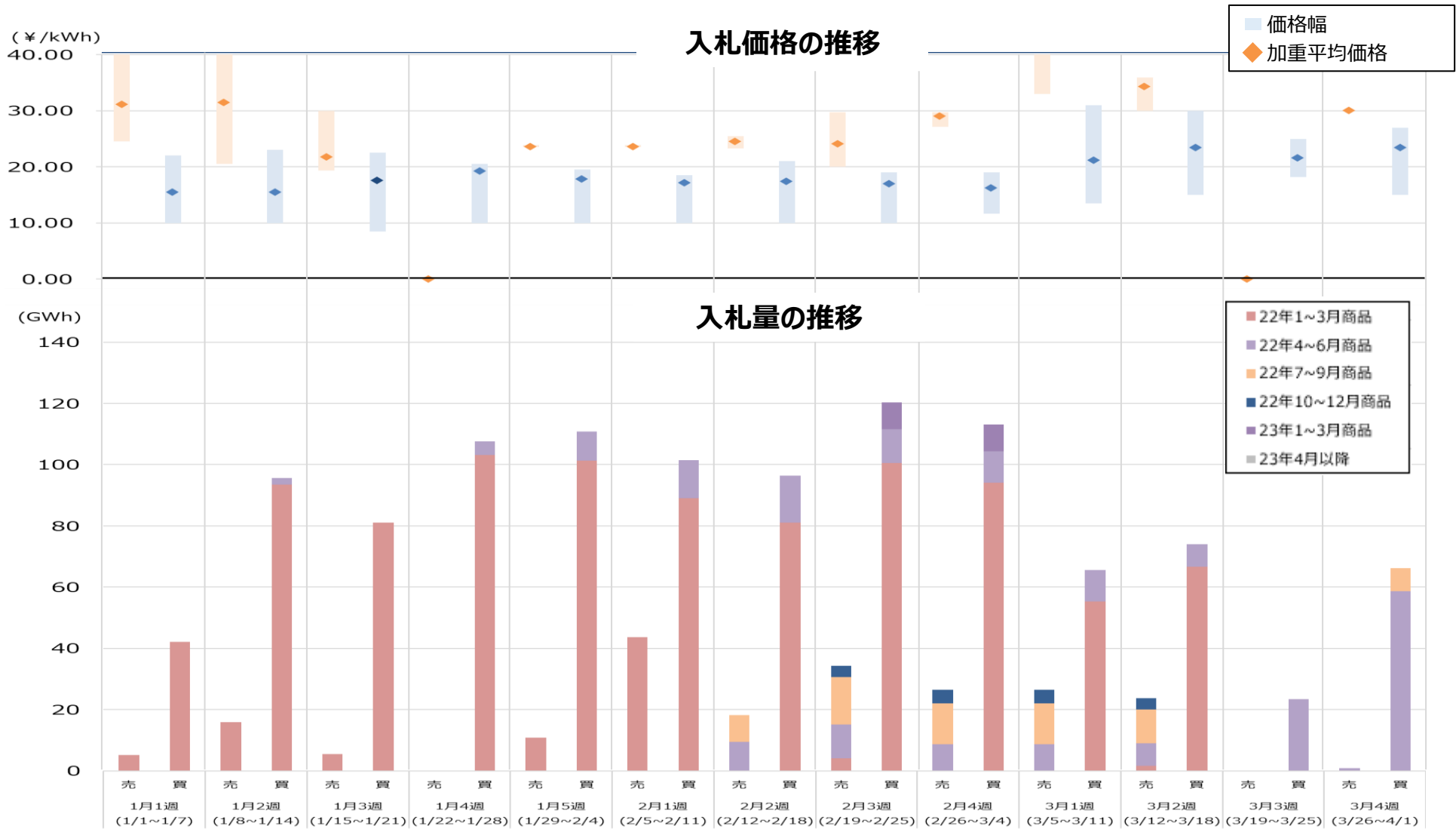
先渡市場 約定量の変遷
(2018年4月～2022年3月)



先渡市場取引における売買価格・量（東京商品）

- 売り入札量は2月1週目から3月2週目まで、買い入札量は全期間に渡って、一定量出ていたが、売買入札の価格差が大きかった。
- 全体的に買いの価格水準より売りの価格水準の方が高く、本四半期に約定した件数は3件にとどまった。

先渡市場取引における入札量・約定量の推移

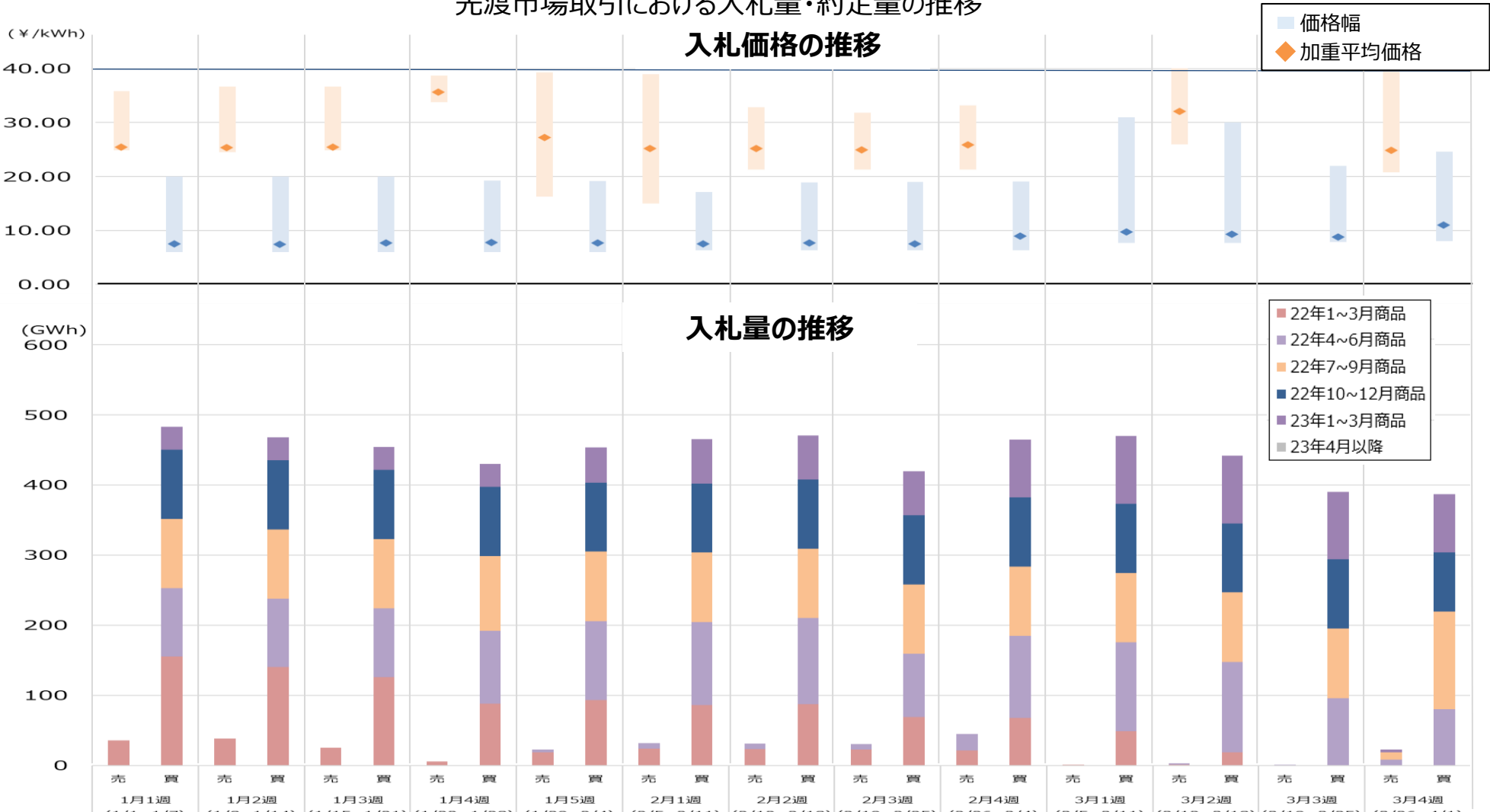


※ 加重平均価格は、入札価格を入札量で重みづけして計算。商品区別は月間・週間商品ともに受け渡し終了日を基準に分類。

先渡市場取引における売買価格・量（関西商品）

- 売り入札量は全体的に少ない一方、買い入札量は継続して一定量の入札が見られた。
- 3月には、2022年6～8月の月間商品が約定した。

先渡市場取引における入札量・約定量の推移



※ 加重平均価格は、入札価格を入札量で重みづけして計算。商品区別は月間・週間商品ともに受け渡し終了日を基準に分類。

【当四半期報告】

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場

◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等

- 余剰電力の取引所への供出
- 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
- グロス・ビディングの状況
- 売りブロック入札の状況
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営水力電気事業の入札等の状況
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - ・ インバランス量の推移
- 新電力の電力調達の状況
- JEPXスポット価格と燃料価格

◆ 小売市場

- 地域別の新電力シェアの推移
- 地域別の市場シェア
- 電力量単価の推移
- スイッチングの動向
- 電気の経過措置料金規制解除基準にかかる足下の状況

◆ ガス市場

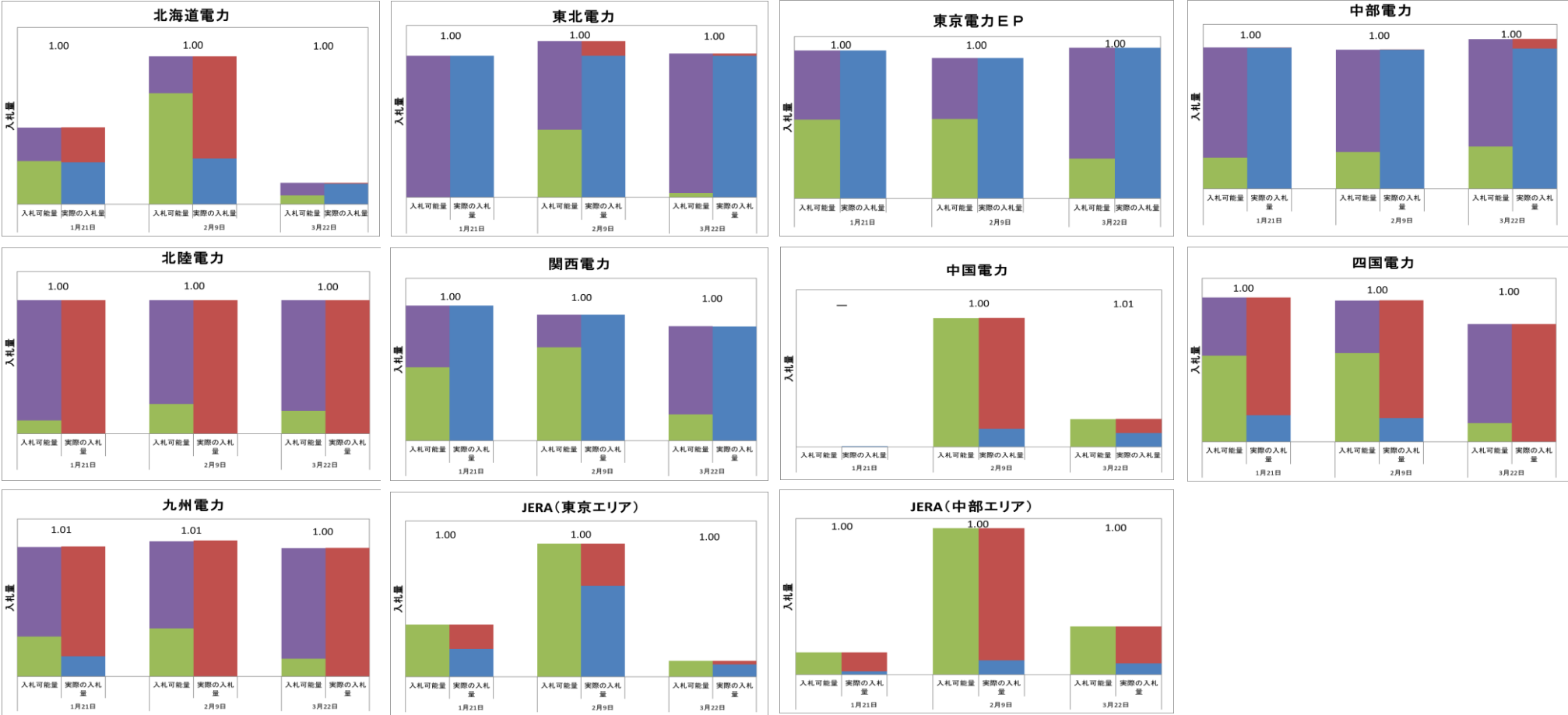
- 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
- スタートアップ卸の利用状況

余剰電力の取引所への供出：入札可能量と実際の入札量

○ 特定日3日間「1月21日：スポット価格高騰日（SP最高値：80.00円/kWh）」、「2月9日：〃通常日」、「3月22日：〃高騰日（SP最高値：80.00円/kWh）」において、各事業者とも、供給力から自社需要、入札制約、予備力を除いた入札可能量見積もりに対して同量の入札を行っており、余剰電力を全量市場に供出していることを確認。

特定日における入札可能量と実際の入札量
(特定日は高騰日2日、通常日1日を設定：1月21日、2月9日、3月22日)

■ 入札可能量 ■ 買い戻し実績量 ■ 実際の通常入札量 (ブロック入札量を除く) ■ 実際のブロック入札量



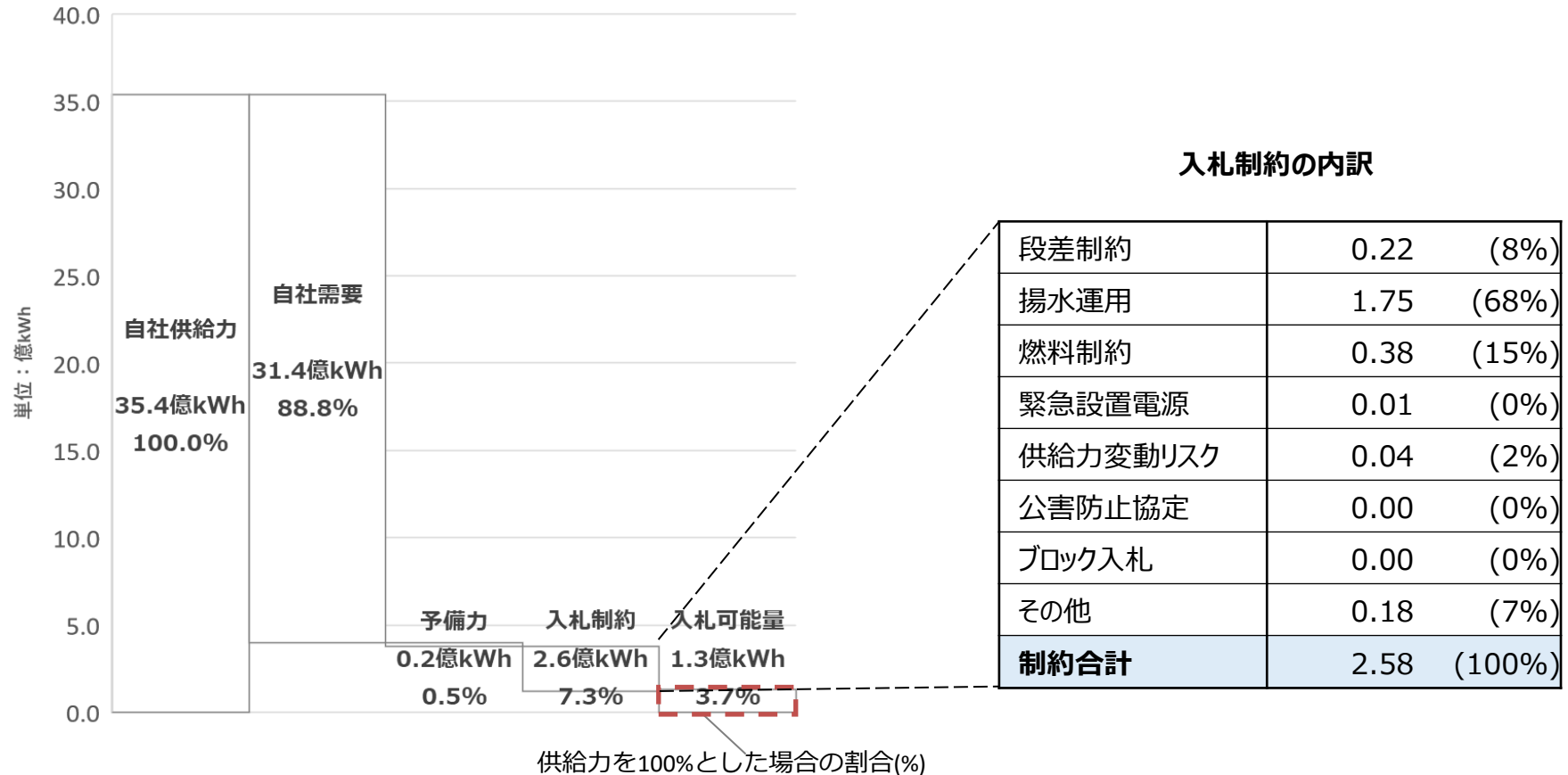
出所：旧一般電気事業者提供データより、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※ グラフの縦軸の縮尺は各社によって異なる。「実際の入札量」の棒グラフ上にある数値は、入札可能量と買い戻し想定量の和を1.00とした場合の比率を表す。「実際の入札量」は、間接オークションに伴う取引を含まない。
※ 入札可能量が計算上マイナスとなる場合は、入札可能量は0としている。買い戻し想定量は、実際の入札量が入札可能量を超過しているコマでの超過分の総量としている。
※ 特定日（調査対象日）については、報告対象となる3ヶ月間のうち、高騰発生日を2日、通常日を1日、月に1日ずつ事務局において指定。
※ JERAによる東京エリアのスポット市場・時間前市場への応札が、2021年11月1日より開始されたことにより、前期からモニタリング対象として追加している。
※ 中国電力の1月21日については、入札可能量がほぼ存在しない状況(天候不順による需給ひっ迫)となっている。

余剰電力の取引所への供出：供給力に対する入札可能量の状況

○ 特定日 3 日間における入札可能量は1.3億kWh、自社供給力に対し3.7%であった。

当期間の特定日における供給力、入札可能量

2022年1-3月期



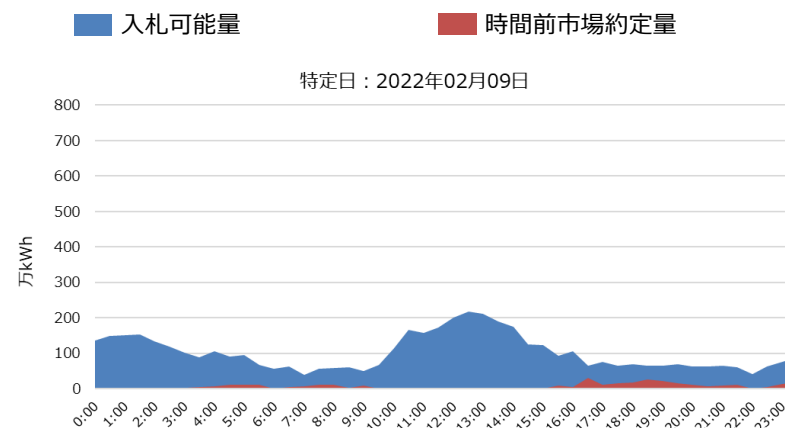
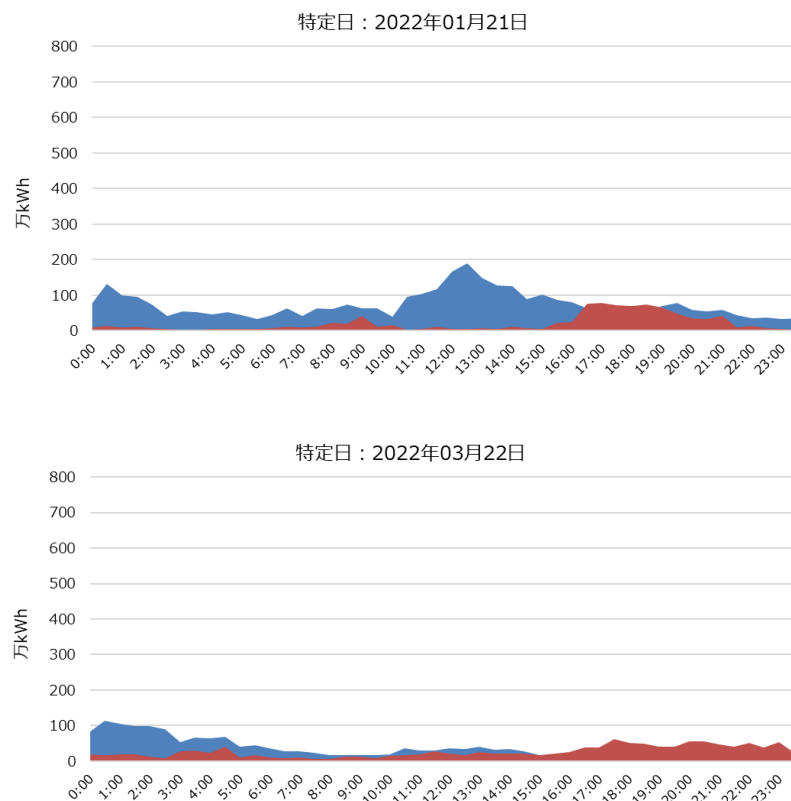
出所：旧一般電気事業者及びJERA提供データ（右図の前年同期間は旧一般電気事業者提供データのみ）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※対象日毎のスポット市場断面において、沖縄電力を除く一般電気事業者9社の全時間帯の電力量を合計。対象日3日間（各月の1日ずつの特定日の合計）の平均をとった。
※それぞれ、特定日3日間における平均値を表示（2021年：1/15、2/18、3/30 2022年：1/21、2/9、3/22）。
※前期（2021年10月～12月期）よりJERAもモニタリング対象としている。

旧一般電気事業者の時間前市場における売り約定量の分析

○ 特定日3日間（1月21日、2月9日、3月22日）における、前日17時断面の売り入札量と実際の約定量は下図の通り。

※時間前市場の活性化のため、旧一般電気事業者には、入札可能量がある限りは、すべてのコマに対して、原則、常時3札以上の売り入札を行うこと、売り札の引き上げは可能な限りGC直前まで遅らせること等を要請しているところ。

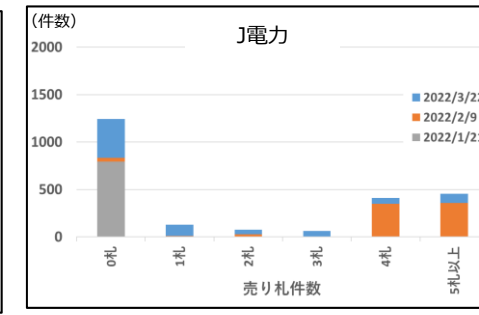
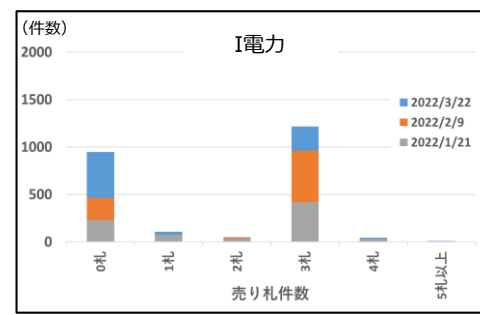
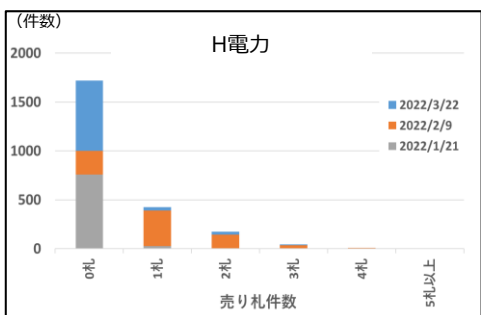
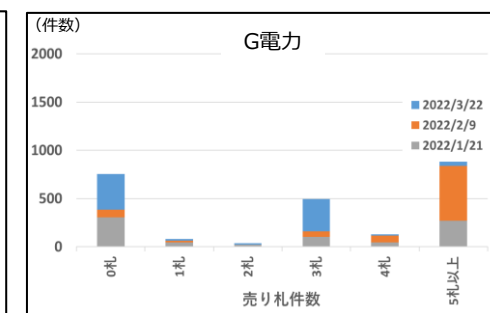
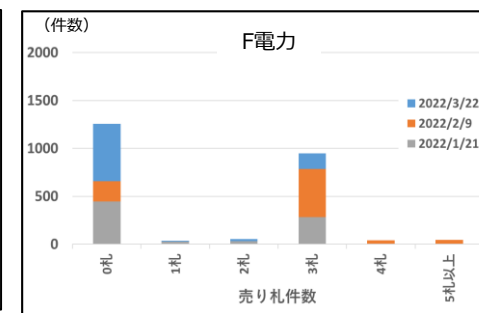
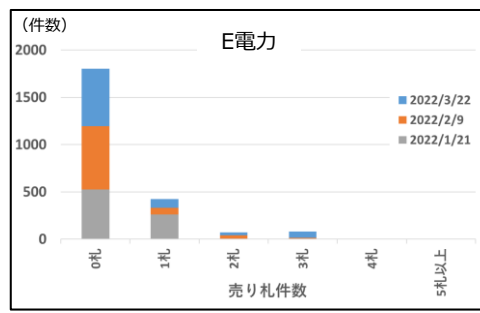
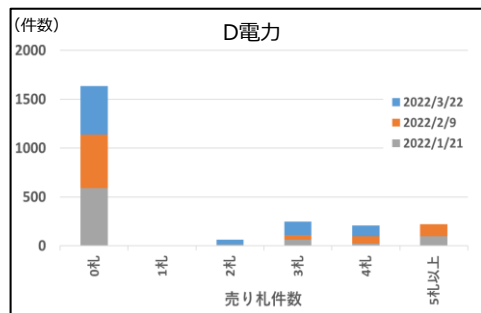
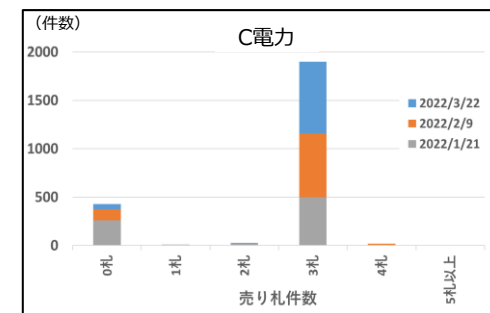
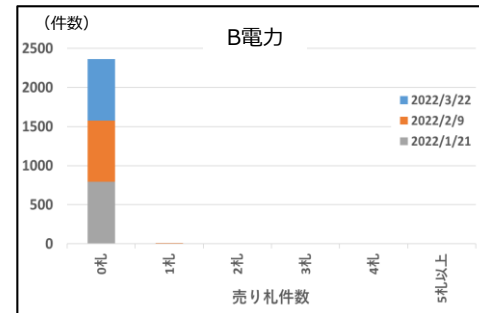
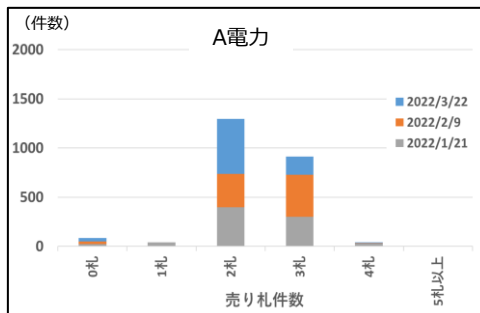
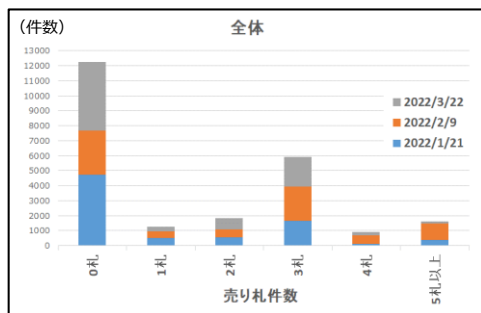
特定日における入札可能量と時間前市場約定量



※ 入札可能量は、前日17時時点における入札制約等を除いた沖縄を除く旧一般電気事業者9社及びJERAから報告を受けた余剰量（見残り）より算出。
小売予備力については、北海道電力を除く8社については0%。北海道電力については、最大機から北本連系統ラインを差引いた量を小売予備力として計上。
※ 時間前市場約定量は、旧一般電気事業者及びJERA提供データによる売り約定分を集計（自己約定分を除外）。

時間前市場売り札件数状況（商品および時刻別 件数分布）

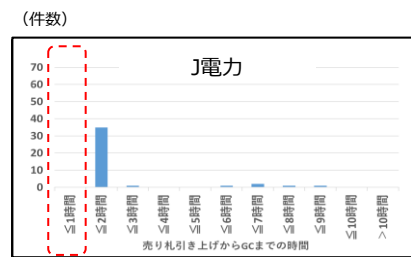
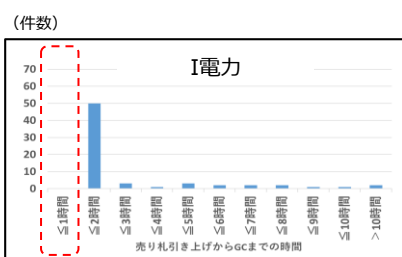
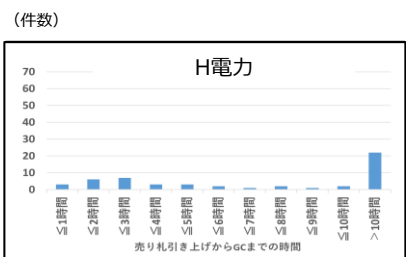
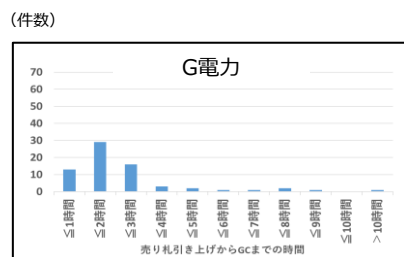
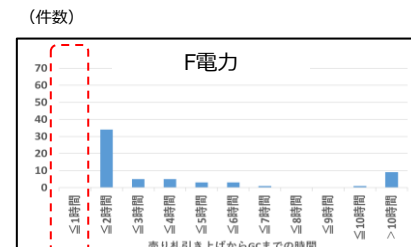
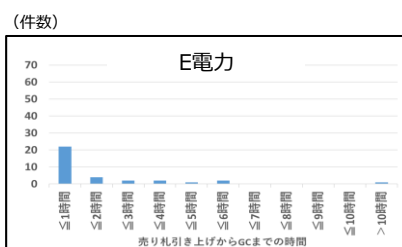
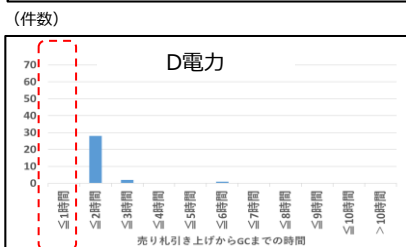
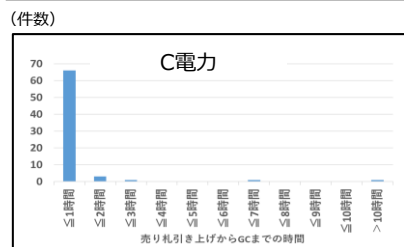
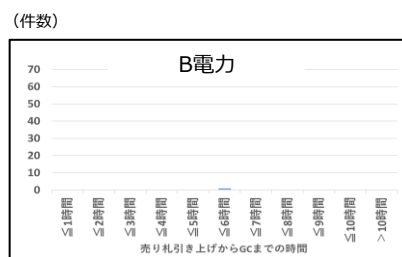
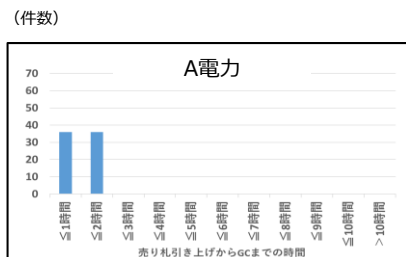
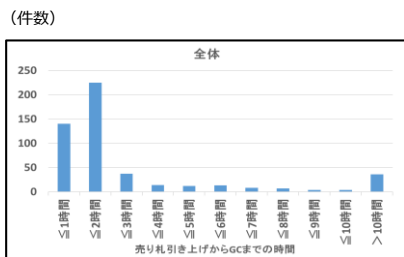
- 特定日3日間（1月21日、2月9日、3月22日）において、旧一般電気事業者による3札以上の入札が確認された割合は35.4%。前四半期（2021年10-12月期：39.5%）と比べて約4.1%減少。
- B電力によれば、売り札件数が少ないのは、「システムの仕様上、1ユニット複数札入札には対応しておらず、常時板上に出す札は1ユニット1札となっている」（システム改修を継続して検討）、「時間前市場の売り札はすぐに売れるが、15分、30分おきに補充していくことは困難」等の理由による。



※ 集計対象は1社あたり2376。全48コマを対象として、17時開場からGCの1時間前まで、1時間毎に売り札数を確認。（毎時59分59秒時点で、各コマを対象として、板上に存在していた売り札数を確認。GC1時間前には、全事業者において売り札が存在しない状態。）

旧一電の売り札引き上げ状況（GCまでの残時間別 件数分布）

- 特定日3日間（1月21日、2月9日、3月22日）において、GCの何時間前に売り札を引き上げたか、各社の分布を確認したところ、「1時間前」より早く「2時間前」より遅い時間帯の分布が最も多い。「1時間前」に該当する件数は140件であり、前四半期（121件）よりも増加。
- 「1時間前」に該当する売り札がない事業者のうち、D電力に理由を確認したところ、「当直業務の可能な範囲で対応を行っている（2022年3月より特定日以外では昼間帯の一部コマにて1時間前引き上げを実施）」、「特定日は業務習熟度が低い人員での対応となっており、早めの引き上げを行っていた」、「GC 1時間前の引き上げを連続実施するために、システム・ツール類の整備拡充やチェック体制を充実させるよう取り組んでいる」等が挙げられた。

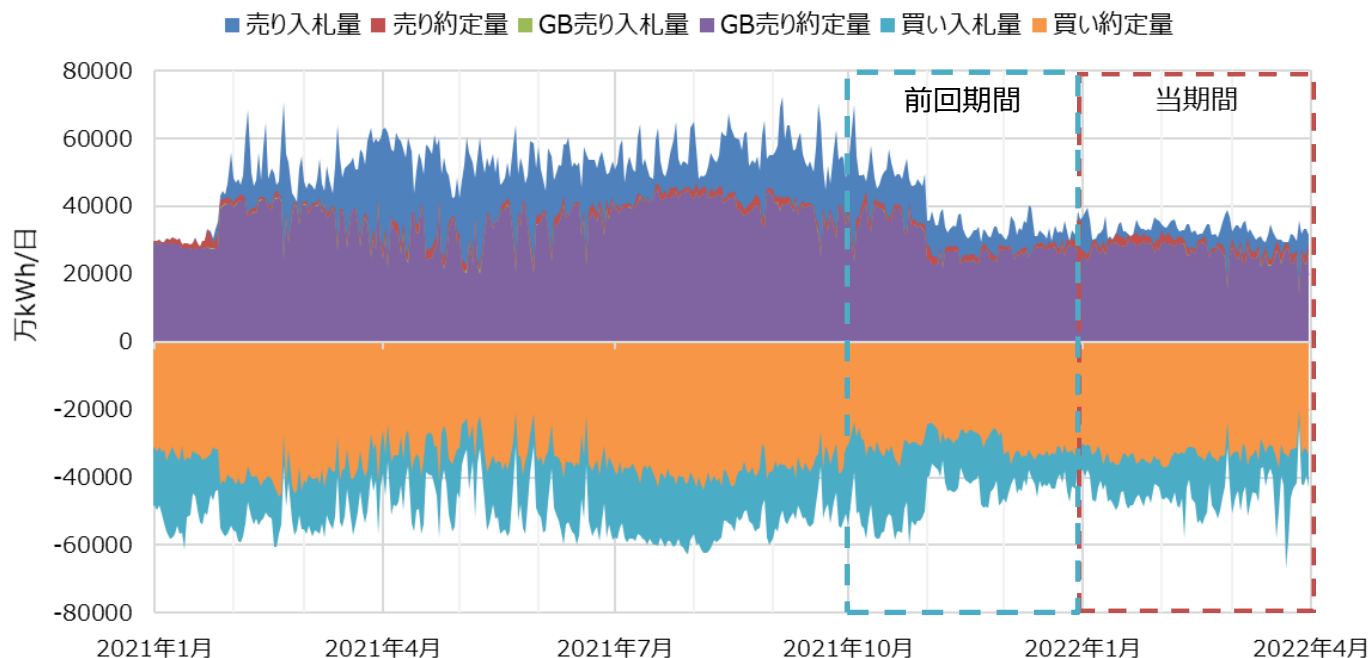


※ 毎時59分59秒時点で板上に存在していた売り札数を確認。それ以降に売り札が0件となる時刻を引き上げ時刻として、GCまでの時間を算出した。
 ※ 「00分」コマ（01:00等）のみを集計対象とし、「30分」コマ（01:30等）は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。

旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの入札量・約定量

- 当期間における旧一般電気事業者によるスポット市場でのグロス・ビディング（以下、GB）の売り入札量は239億kWh、売り約定量は238億kWhであった。

旧一般電気事業者による入札量・約定量の推移
(2021年1月1日～2022年3月31日)



主要データ

旧一般電気事業者による
GB売り入札量
(2022年1～3月)

239 億kWh

旧一般電気事業者による
GB売り入札量の前回報告時対比
(対2021年10～12月)

0.9 倍

旧一般電気事業者による
GB売り約定量
(2022年1～3月)

238 億kWh

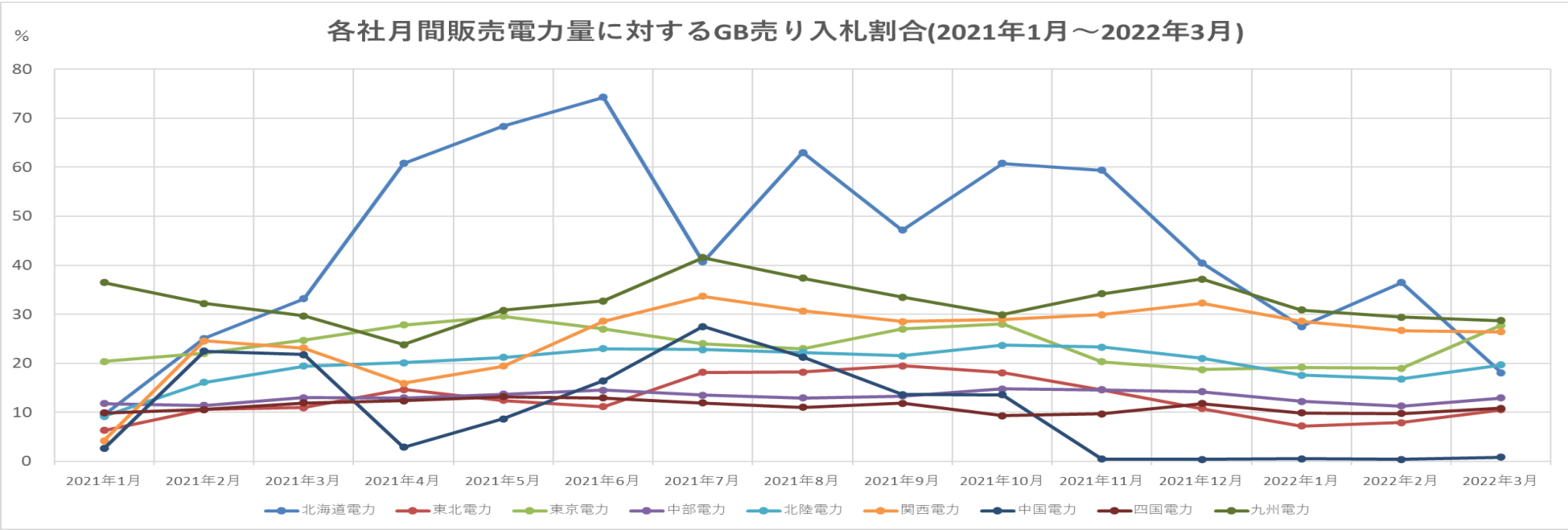
旧一般電気事業者による
GB売り約定量の前回報告時対比
(対2021年10～12月)

0.9 倍

※ 旧一般電気事業者による入札量及び約定量は、一般送配電事業者による取引及び間接オークションに伴う取引を含まない。

旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの実施状況

- 2022年3月時点での旧一般電気事業者各社の販売電力量に対するグロス・ビディング売り入札量の割合は、各社の進捗に違いはあるものの概ね横ばい、一部事業者で減少している。
- 中国電力は2021年11月以降グロス・ビディング売り入札を減少。同社によれば「市場が高騰することが予想される日は、グロス・ビディング売り入札に伴う供給力不足量を買戻さないおそれがあるため、高値買戻しが必要な入札を控えている」との理由による。



	取引量目標	2021年1月	2021年2月	2021年3月	2021年4月	2021年5月	2021年6月	2021年7月	2021年8月	2021年9月	2021年10月	2021年11月	2021年12月	2022年1月	2022年2月	2022年3月
北海道電力	H31年度末30%程度	9.5	25.1	33.2	60.8	68.4	74.3	40.7	63.0	47.2	60.8	59.4	40.5	27.5	36.5	18.1
東北電力	20%程度	6.3	10.6	10.9	14.6	12.4	11.2	18.1	18.2	19.5	18.1	14.6	10.8	7.2	7.9	10.5
東京電力	H30年度末20%程度	20.4	22.0	24.7	27.8	29.6	27.0	24.0	23.0	27.0	28.0	20.3	18.7	19.2	18.9	27.7
中部電力	10%程度更なる増量	11.8	11.4	13.0	12.9	13.7	14.5	13.5	12.9	13.3	14.8	14.6	14.2	12.2	11.3	12.9
北陸電力	早期に20～30%	9.2	16.1	19.4	20.1	21.2	23.0	22.8	22.2	21.5	23.7	23.3	21.0	17.6	16.8	19.7
関西電力	1年程度を目途20%程度	4.2	24.6	23.1	15.9	19.4	28.6	33.7	30.7	28.5	29.0	29.9	32.3	28.6	26.7	26.4
中国電力	H30年度内に20%程度	2.6	22.5	21.8	2.9	8.7	16.4	27.5	21.3	13.6	13.5	0.5	0.4	0.5	0.4	0.8
四国電力	H32年度に30%程度	9.9	10.6	11.9	12.4	13.2	12.9	11.9	11.0	11.9	9.3	9.7	11.8	9.9	9.8	10.8
九州電力	開始3年を目途に30%程度	36.5	32.2	29.7	23.8	30.8	32.7	41.6	37.4	33.5	29.9	34.2	37.2	30.9	29.4	28.7

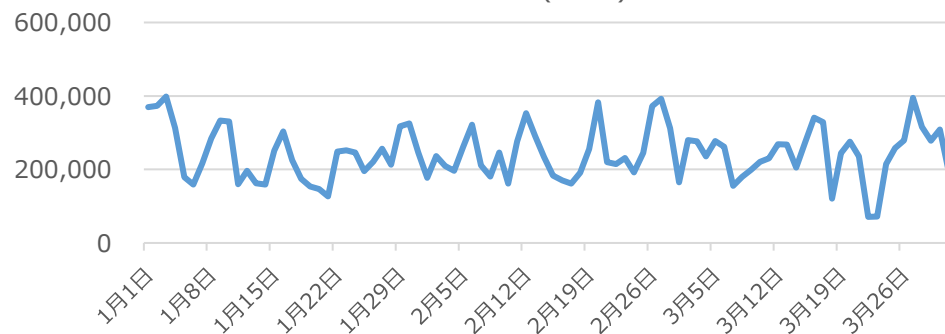
※ 北海道電力と東北電力については、取引量の目標をネット・ビディングと合わせて設定しているため、ネット・ビディングも含めた売り入札量全体の割合としている。
※ 取引量目標 第28回制度設計専門会合資料より抜粋。将来的な取引量目標値を記載。

売りブロック入札の状況

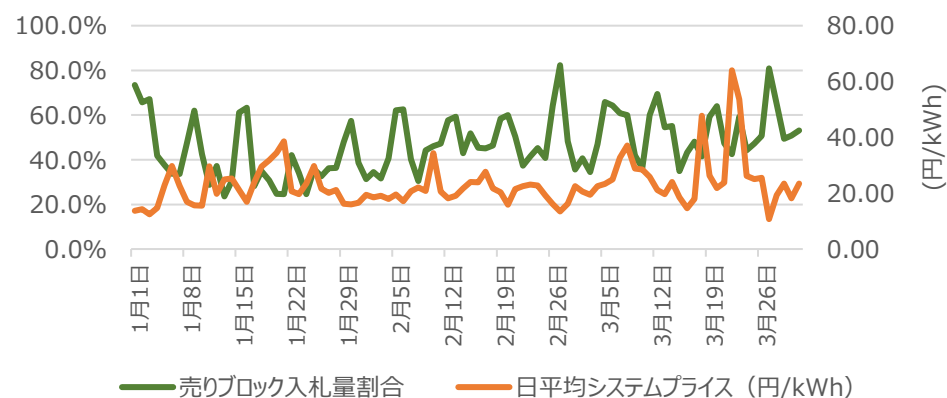
○売りブロック入札割合は、引き続き、スポット価格が上がる日には低くなり、スポット価格が下がる日には高くなる傾向がある。

○売りブロック約定率は、引き続き、スポット価格が上がる日に高くなり、スポット価格が下がる日には低くなる傾向がある。

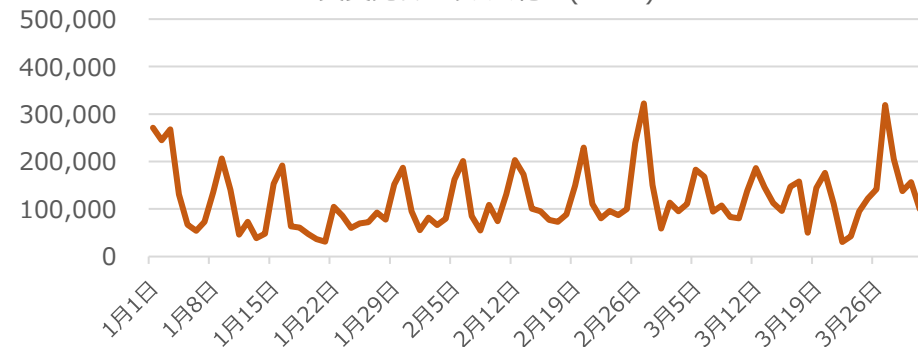
実質売り入札量(MWh)



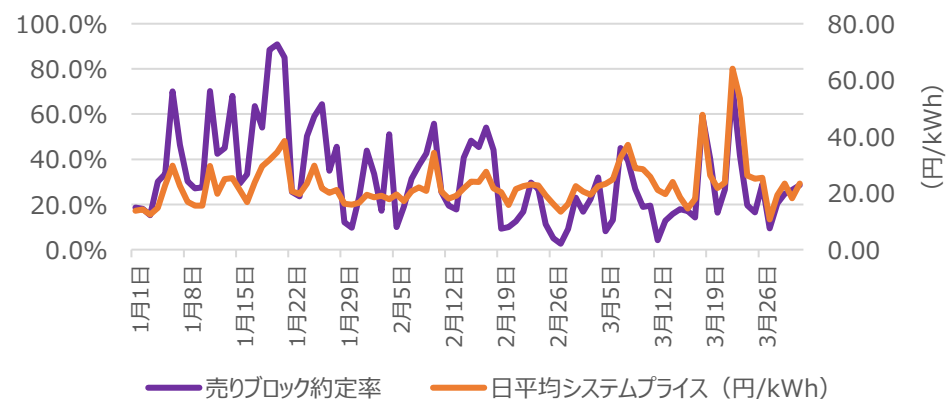
システムプライス平均値と売りブロック入札割合



実質売りブロック入札量(MWh)



システムプライス平均値と売りブロック約定率



※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。

※ブロック入札比率としては、実質売り入札量 (a) に対して、売り先が決まっていなかった実質ブロック入札量 (b) の割合を計算。

(a) 実質売り入札量 = 全売り入札量 - グロス・ビディング高値買い戻し量 - 間接オークション売り入札量

(b) 実質ブロック入札量 = 通常ブロック入札量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック量（*）

（*）グロス・ビディング実質売りブロック量 = グロス・ビディング売りブロック量 - グロス・ビディング高値買い戻し量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

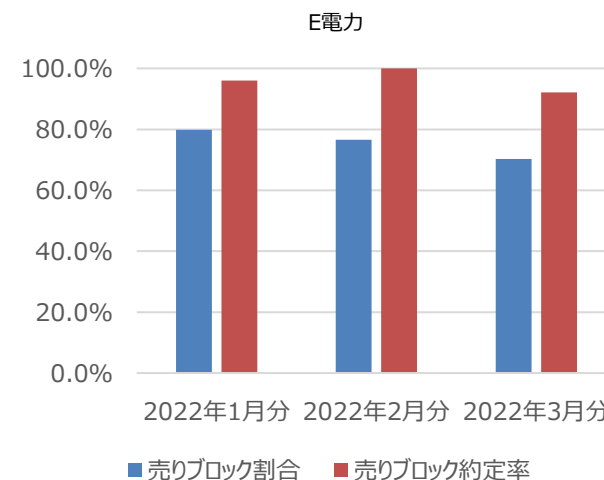
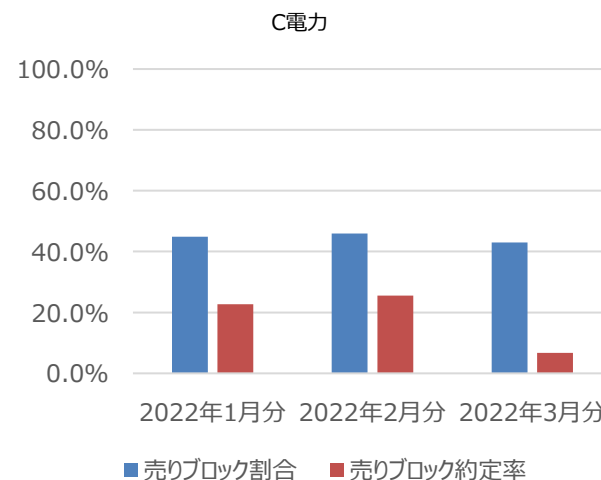
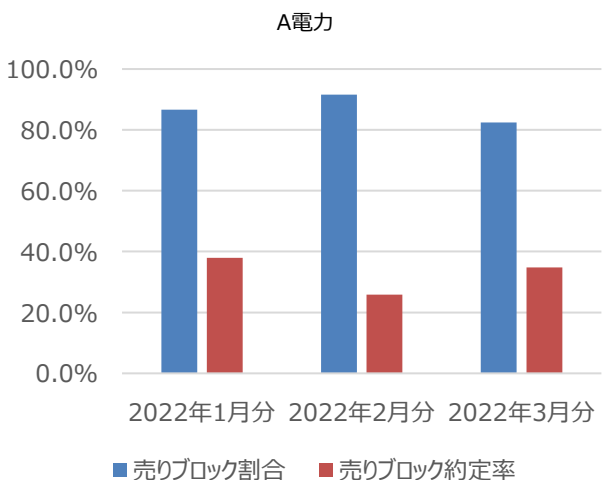
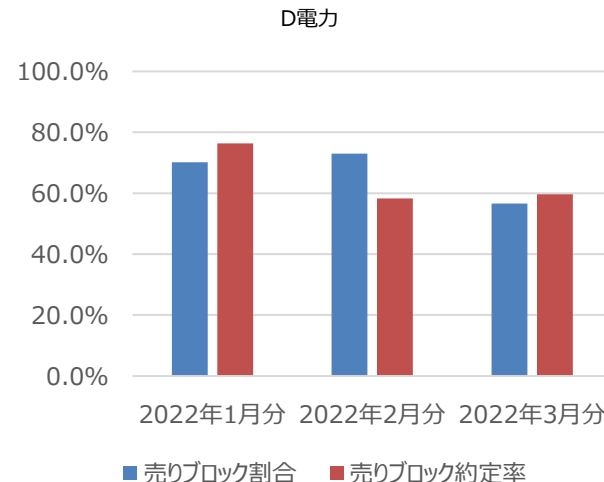
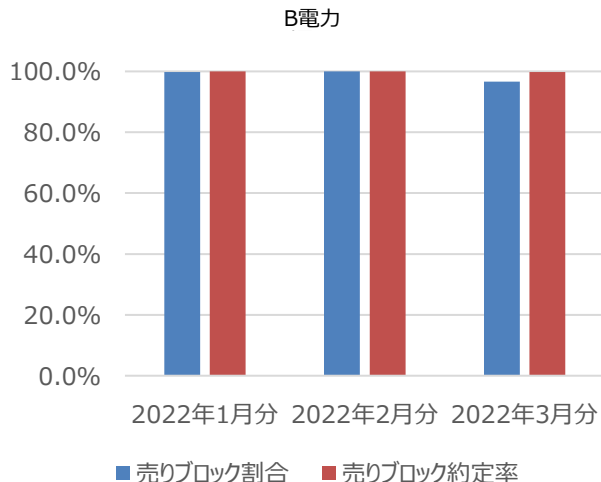
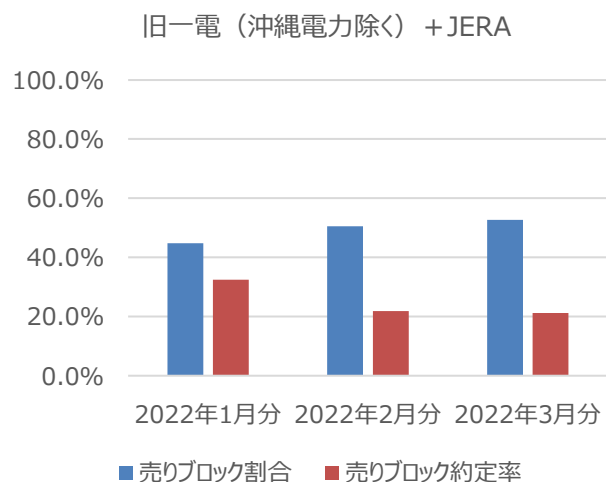
※ブロック約定率は、（b）実質ブロック入札量に対して、実質ブロック約定量（c）の割合を計算。

(c) 実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

（**）グロス・ビディング実質売りブロック約定量 = グロス・ビディング売りブロック約定量 - グロス・ビディング高値買い戻し約定量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（1/2）

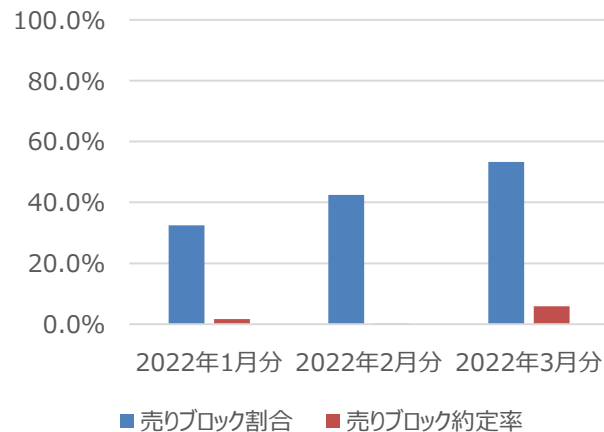
○ ブロック割合が高いにもかかわらず約定割合の低い3社（F電力、J電力、K電力）のうち、F電力は2022年1月より入札方法を変更済み、K電力は2023年1月以降入札方法を変更予定。



※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。

月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（2/2）

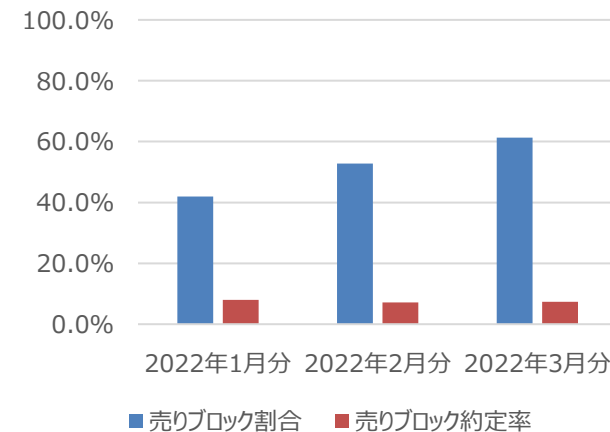
F電力



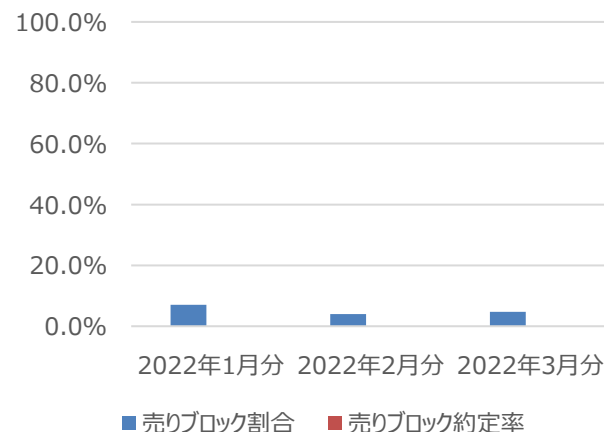
H電力



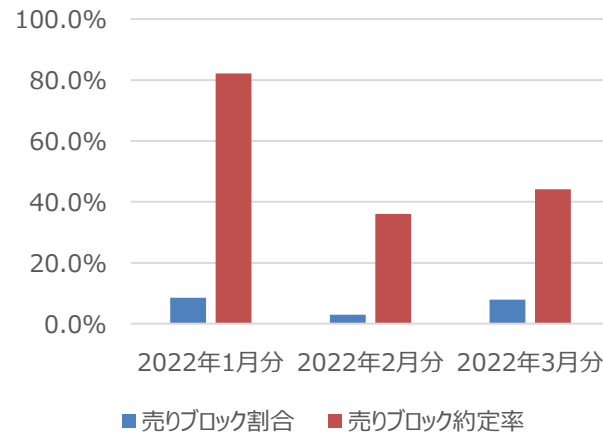
J電力



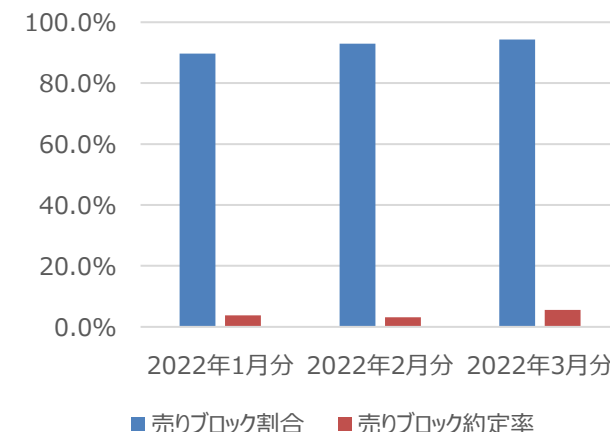
G電力



I電力



K電力



※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。

卸電気事業者（電発）の電源の切出し

- これまで、全体約1200万kW *4のうち、約 5 %にあたる約61.9万kW* 5 が切り出された。前年同時期と比べ進展は見られない。
- 各社とも更なる切出しについては未定となっている。

	切出し量	協議の状況等
北海道電力	年間2億kWh程度*3を切出し済み	更なる切出しについては未定
東北電力	5万kW*2を切り出し済み	更なる切出しについては未定
東京電力EP	3万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定
中部電力	1.8万kW*1を切出し済み	切出し対象の電源については、2021年3月末に電源開発との電力受給契約終了（切出し済み分を含む全量） 更なる切出しについては未定
北陸電力	1万kW*1を切出し済み	切出し対象の電源については、2021年3月末に電源開発との電力受給契約終了（切出し済み分を含む全量） 更なる切出しについては未定
関西電力	35万kW*2を切出し済み	更なる切出しについては未定
中国電力	1.8万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定
四国電力	3万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定
九州電力	8万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定
沖縄電力	1万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定

出所：旧一般電気事業者からの提供情報
*1：送端出力、*2：発端出力、*3：年間総発電量、*4：設備総出力全体から、揚水発電所の出力約500万kWを除いたもの、*5：北海道電力分について、切出し量より便宜的に推計
※ ベースロード市場への供出のため、新たに切出しを行ったものについては含まない。

公営水力電気事業の競争入札等の状況について

- 地方公共団体が経営する水力発電事業の総設備容量約234万kWのうち、73万kWについて一般競争入札等に移行済み。前年同期と比べると、ほぼ横ばい。
- 残り161万kWのうち、約86%は旧一般電気事業者との随意契約が継続、約14%はFIT電源として売電等となっている。

公営水力発電設備（令和3年4月1日現在）

・発電所数：314箇所 ・総出力：約234万kW

公営25事業体中、水力発電の売電契約について、競争入札または公募型プロポーザルが実施された事例※1（令和4年3月31日現在）

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	契約種別	落札者	供給状況
北海道	水力発電所 5 箇所	50,500	一般競争入札	エネット	供給中
岩手県	水力発電所13箇所	143,470	公募型プロポーザル	東北電力	供給中
	水力発電所 1 箇所	450		久慈地域エネルギー	
秋田県	水力発電所12箇所	92,900	公募型プロポーザル	東北電力	供給中
	水力発電所 2 箇所※2	8,250		ローカルでんき	
山形県	水力発電所 1 箇所	3,700	公募型プロポーザル	やまがた新電力	供給中
	水力発電所 8 箇所	58,600		東北電力	
	水力発電所 3 箇所※2	25,600		地球クラブ	
	水力発電所1箇所※2	1,000	一般競争入札	UPDATER	供給中
	水力発電所1箇所※2	420	一般競争入札	やまがた新電力	供給中
栃木県	水力発電所 8 箇所	60,700	公募型プロポーザル	東京電力エナジーパートナー	供給中
東京都	水力発電所 3 箇所	36,500	公募型プロポーザル	ENEOS	供給中
長野県	水力発電所22箇所※2	103,405	公募型プロポーザル	コンソーシアム（中部電力、丸紅新電力、UPDATER）	供給中
新潟県	水力発電所 3 箇所	86,300	一般競争入札	エネット	供給中
	水力発電所6箇所	27,900		エネット	
京都府	水力発電所 1 箇所	11,000	一般競争入札	ゼロワットパワー	供給中
	水力発電所2箇所	6,100	一般競争入札	とっとり市民電力	供給中
	水力発電所 1 箇所	9,200	一般競争入札	中国電力	
	水力発電所1箇所※3	4,300	一般競争入札	中国電力	契約終了
合計		725,995			

合計件数 : 18件
合計最大出力 : 725,995kW
【水力設備総出力の31.1%】

競争入札または公募型プロポーザルにて売電中で、昨年度に契約が満了した発電所について、本年度は以下により契約。

出所：公営電気事業経営者会議からの提供情報

・新潟県 丸紅新電力、東京瓦斯契約分→エネット（一般競争入札） ・東京都 F-Power契約分→ENEOS（公募型プロポーザル）

・長野県 コンソーシアム 2契約（中部電力、丸紅新電力、みんな電力）→コンソーシアム 1契約（中部電力、丸紅新電力、UPDATER）

※1 契約期間が終了したものを除く。

※2 前々回(7～9月期)の報告より、FIT電源分についても、公募型プロポーザル、一般競争入札に移行したものについては整理の対象に含めることとして見直しを実施。（長野県は22箇所の内、7箇所がFIT電源）

※3 ※2 同様に、前々回(7～9月期)の報告より、PFI事業移管予定電源についても、公募型プロポーザル、一般競争入札に移行したものについては整理の対象に含めることとして見直しを実施。

なお、当該発電所は、PFI事業に移管され、売電契約が2022年1月に終了したことから、合計最大出力の算定から除外する。

地方公共団体の保有する電源の長期契約の解消に向けた動き

- 長期契約の解消状況に係る旧一般電気事業者に対するアンケート等によると、期中解約に関する協議の申し入れを受け、「卸電力取引の活性化に向けた地方公共団体の売電契約の解消協議に関するガイドライン」を踏まえて違約金の算定を行い、解消協議を終結した事例等が見られた。

2021年10月以降の、地方公共団体との電力販売契約の解消・見直しに関する旧一般電気事業者からの回答（一部抜粋）

【既存契約の期中解消協議の状況】

- 一電力受給基本契約（複数年長期契約）について、解約補償金の提示や、算定の考え方を示したうえで、期中解約に向けた協議中であったが、電力受給基本契約期間満了までは既存契約の継続となった。
- 一公営発電事業の譲渡に伴い、今年度の期中解約を締結した自治体もある。

【既存随意契約を継続としたもの】

- 一公営自治体とは、基本契約（随意契約）を締結しており、2年毎に料金に関する契約更改協議を行っている。2022年～2023年度の2年間についても受給契約を締結済みであるが、途中解約は、地方公共団体から今後の事業運営の選択肢の一つとして、総合的に検討したいとの発言もあがっている。

【参考：地方公共団体の売電契約に関する取り組み等（定期簡易アンケートより抜粋）】

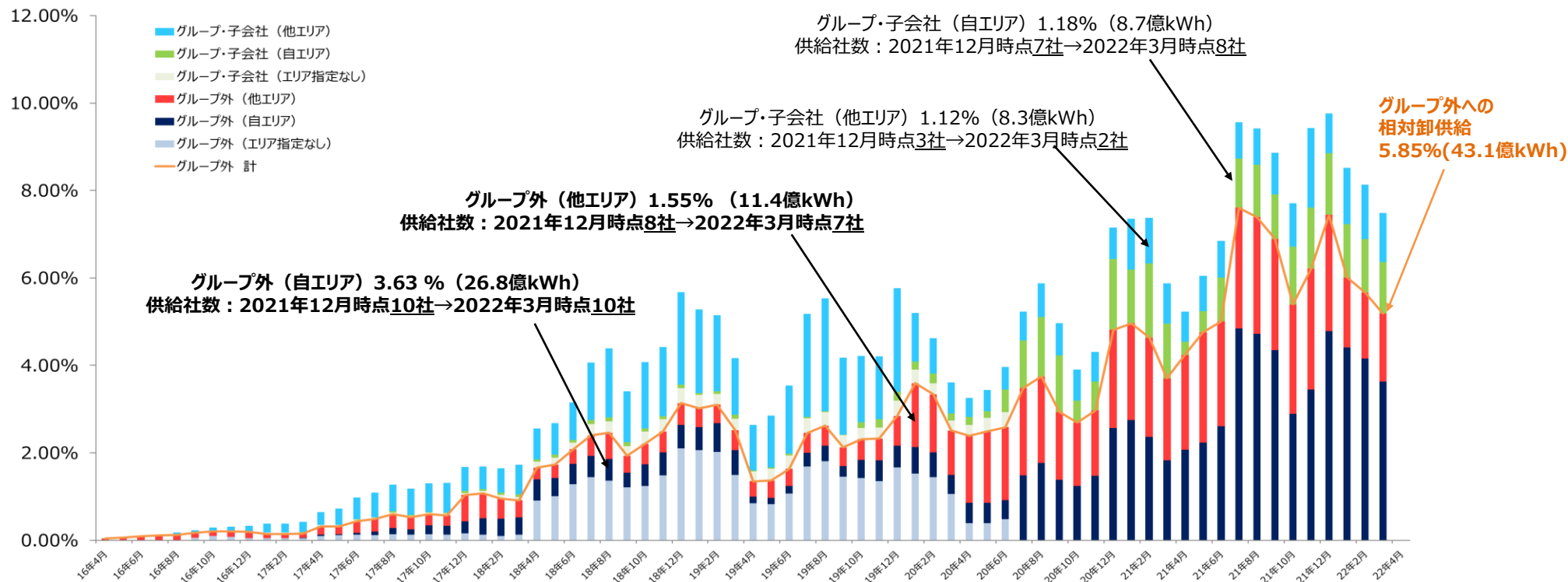
今回、旧一電との随意契約においても、以下の工夫が見られた。

- ・旧一電と提携した電気料金プランの設定(環境価値付加プラン、投資促進プラン、移住割引プラン等)
 - ・サウディング型市場調査結果による揚水発電所の新たな売電方法の検討。
 - ・地域マイクログリッドと、オフサイトPPAの構築検討。
- また、一般枠、県内地域新電力枠に分け、公募型プロポーザルでの売電契約。

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2022年3月時点における総需要に占める旧一般電気事業者からの相対取引による供給量の割合は、7.49%であった。（55.19億kWh（前年同時期比1.3倍））
- グループ外への相対卸供給5.85%（43.1億kWh）は、新電力需要（157億kWh）の27.5%を占める。
- 総需要に占める常時BU販売電力量の割合は3.1%（22.9億kWh）となっている。

総需要に占める相対取引による供給量の割合及び相対取引による供給社数の推移



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

※ 上記の相対取引による供給社数については、相対供給を行っている旧一般電気事業者の社数を、供給期間の長さに関わらず数え上げたもの。供給期間は中長期にわたるものから、数週間等の短期的なものもあるため、数え上げる時点によって社数は変動することに留意。また、異なる時点で同一の社数であっても、供給元及び供給先は異なる可能性があることに留意。

※ グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社とする。

※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者へ通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

※ JERAについては、東京電力エナジーパートナーおよび中部電力ミライズの卸分を除き算出。

【当四半期報告】

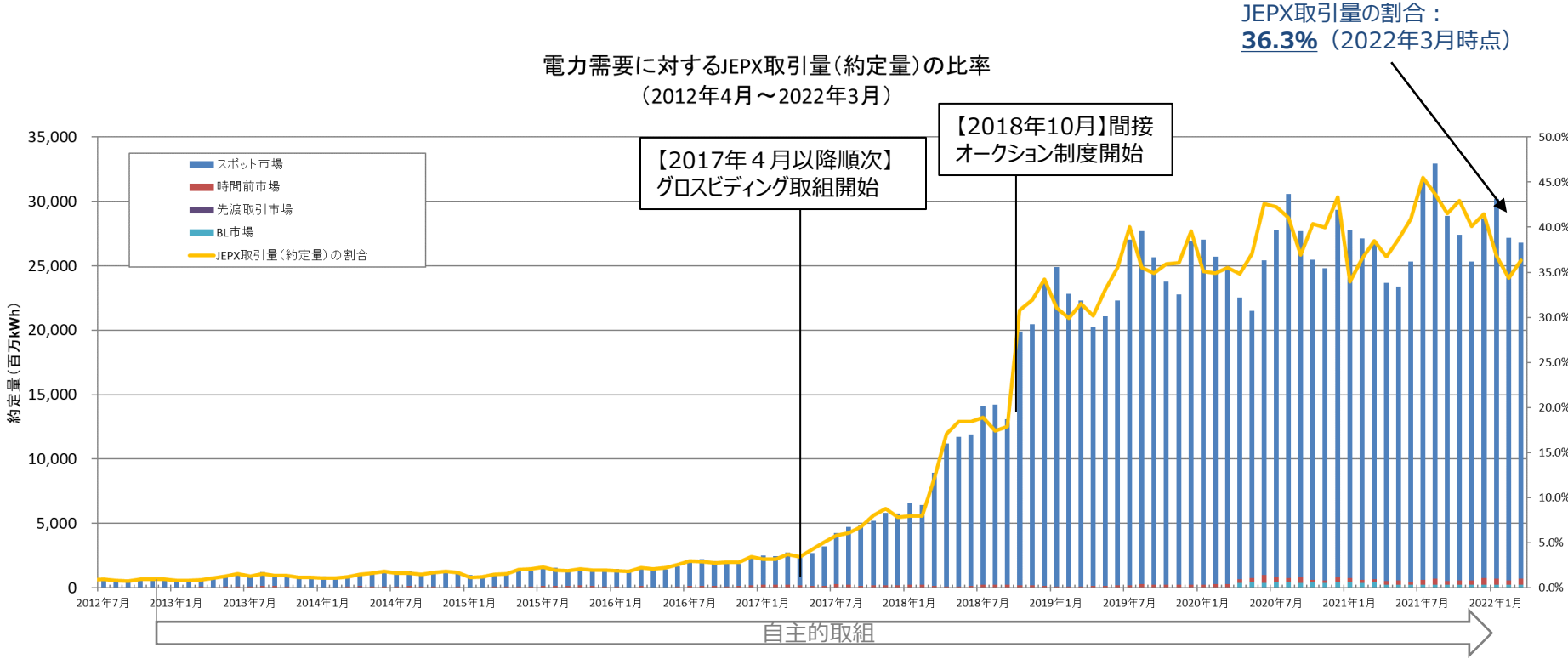
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
 - グロス・ビディングの状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【中長期推移報告】

- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - ・ インバランス量の推移
 - 新電力の電力調達の状況
 - JEPXスポット価格と燃料価格
- ◆ 小売市場
 - 地域別の新電力シェアの推移
 - 地域別の市場シェア
 - 電力量単価の推移
 - スイッチングの動向
 - 電気の経過措置料金規制解除基準にかかる足下の状況
- ◆ ガス市場
 - 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
 - スタートアップ卸の利用状況

電力需要に対するJEPX取引量（約定量）の比率の推移

○ 2022年3月における、日本の電力需要に対するJEPX取引量（約定量※1）の比率は36.3%であった。



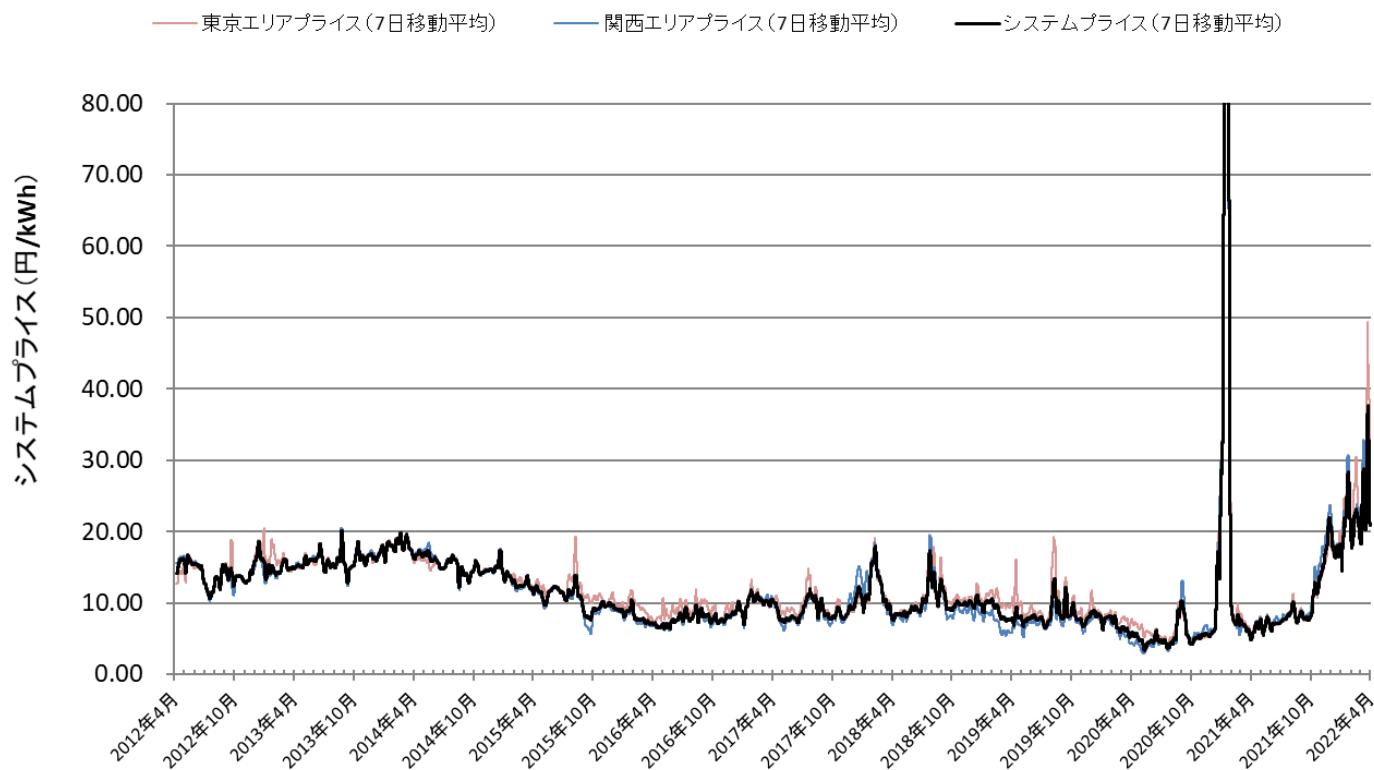
	2012年4月	2013年4月	2014年4月	2015年4月	2016年4月	2017年4月	2018年4月	2019年4月	2020年4月	2021年4月	2022年3月
JEPX取引量の割合	0.7%	1.1%	1.5%	1.6%	2.1%	3.5%	17.1%	30.1%	34.8%	36.7%	36.3%
（内スポット市場の割合）	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.1%	3.2%	16.9%	29.9%	33.8%	36.0%	35.4%
（内時間前市場の割合）	0.001%	0.1%	0.1%	0.1%	0.004%	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.6%
（内BL市場の割合）	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6%	0.4%	0.3%

※1 各事業者、各コマにおける買い約定量を合計（自社による間接オークション等、同一事業者が同一コマにおいて売買共に約定した場合における、買い約定量が含まれる）。

スポット市場における価格の推移

- 昨年秋以降、システムプライスは上昇。
- スポット市場のシステムプライスの21年度平均は、13.5円/kWhとなった。

スポット市場 システムプライスの推移 (2012年4月1日～2022年3月31日)

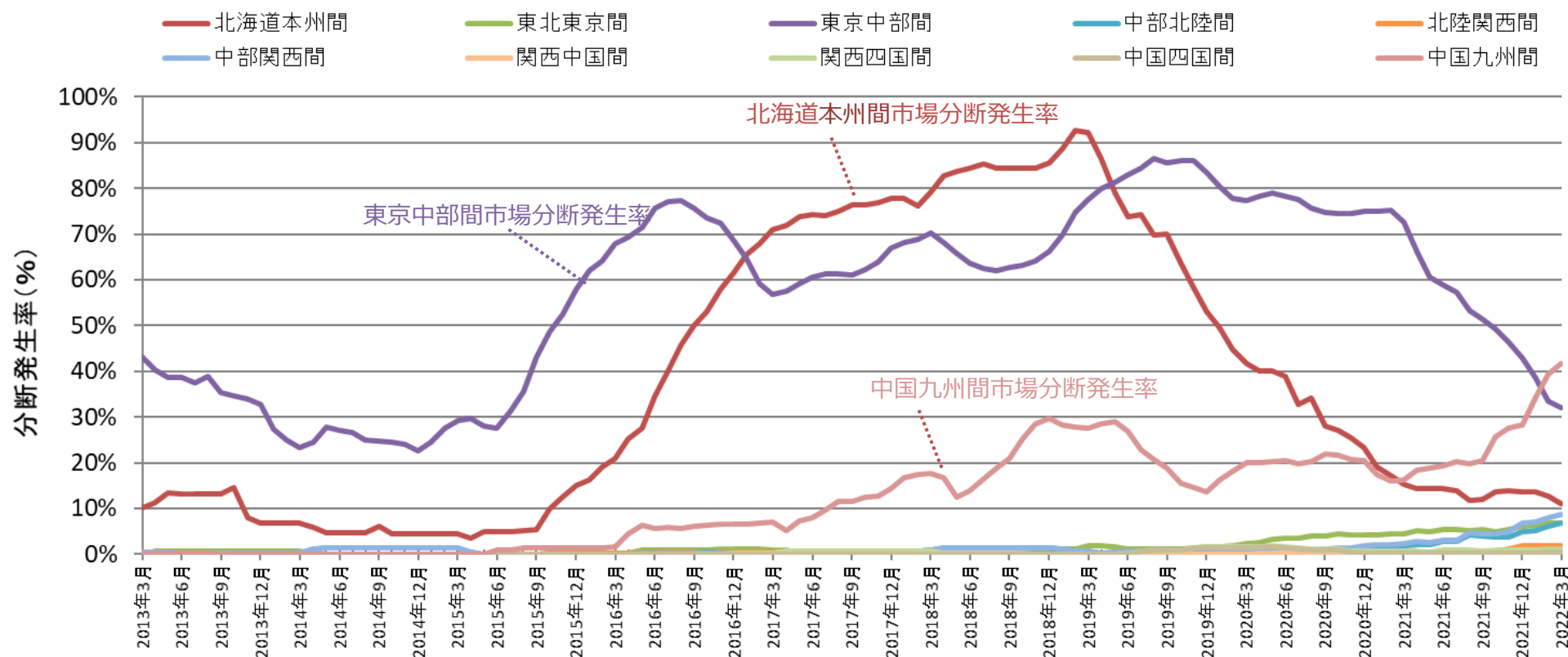


(円/kWh)	2012年度 平均	2013年度 平均	2014年度 平均	2015年度 平均	2016年度 平均	2017年度 平均	2018年度 平均	2019年度 平均	2020年度 平均	2021年度 平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	14.3
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	14.1

各エリア間の市場分断発生率の推移

- 北海道本州間連系線、東京中部間連系線、中国九州間連系線は、定常的に市場分断が発生している。
- 北海道本州間、東京中部間の分断率は減少傾向。一方、中国九州間の分断率は上昇傾向。

スポット市場 月間分断発生率の推移 (12カ月移動平均) (2013年3月～2022年3月)



※ 月間分断発生率(12カ月移動平均)：スポット市場における30分毎の各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12カ月移動平均値

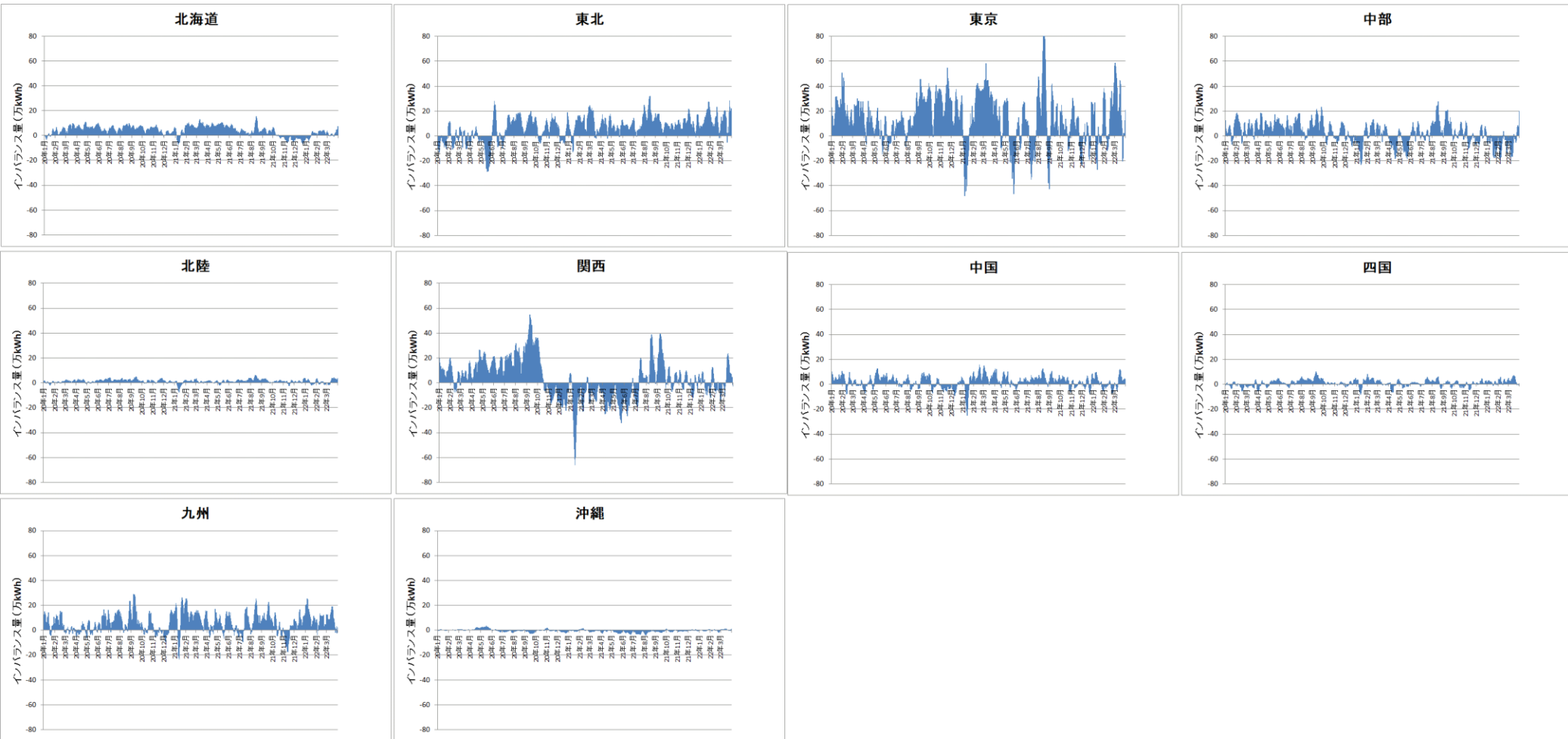
※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

インバンス量の推移

○ 各エリアのインバンス量の推移（7日移動平均）は次のとおり。

インバンス量の推移（2020年1月1日～2022年3月31日）

■ インバンス量（7日移動平均）



(参考) インバランス算定式

- インバランスの精算単価は、次の式によって算定されており、JEPXの市場価格と連動したものとなっている。
(2016年4月～2017年9月)

インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) $\times \alpha + \beta$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

・全国大でのインバランスが不足の場合 : $\alpha_1 > 1$

・全国大でのインバランスが余剰の場合 : $0 < \alpha_2 < 1$

β : 地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

β = 当該エリアの年平均の需給調整コスト - 全国の年平均の需給調整コスト

(2017年10月～2019年3月)

インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) $\times \alpha + \beta$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項

(見直し内容)

- ・変動幅を制限する激変緩和措置の程度を軽減 (算定に用いる入札曲線の両端除外幅を20%から3%に変更)
- ・ β 値は清算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値

(2019年4月以降)

不足インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) $\times \alpha + \beta + K$

余剰インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) $\times \alpha + \beta - L$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項

$K \cdot L$: インセンティブ定数 (経済産業大臣が定める額)

(見直し内容)

- ・定数 (K, L) を式に追加し、需給バランス一致のインセンティブを強化

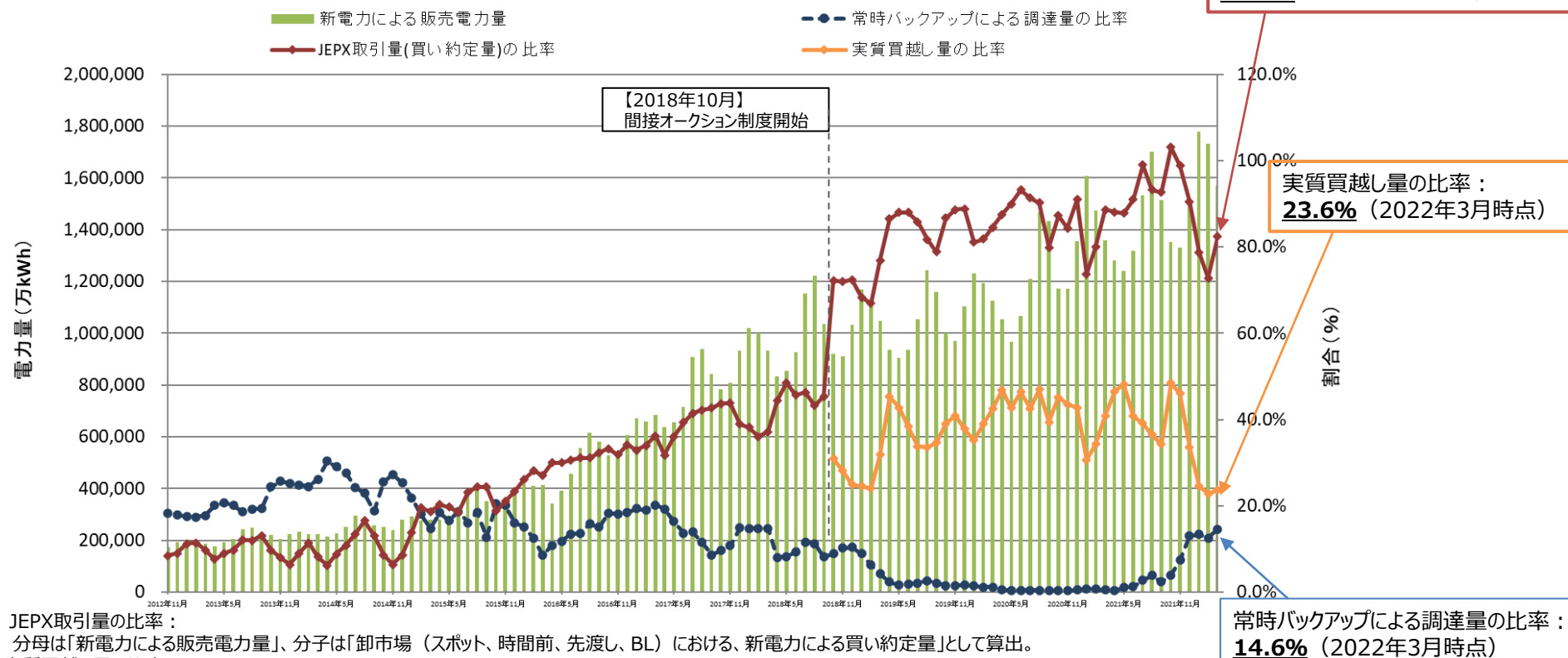
新電力の販売電力量に対するJEPX買い約定量、実質買越し量の比率の推移

○ 新電力の電力調達状況を見ると、2022年3月において、新電力による販売電力量に対するJEPX買い約定量(スポット、時間前、先渡、BL市場の買い約定量合計※1)の比率は82.4% (2020年度平均：86.4%)、実質買越し量※2の比率は23.6% (2020年度平均：41.4%) となっている。常時バックアップによる調達量の比率は14.6% (2020年度平均：0.5%) となっている。

※1 同じ電力が実需給までに複数回取引される場合には、100%を超えることがある。スポット市場における買い約定量には、2018年10月より開始された間接オークションによる買い約定分 (①他社・他エリアからの調達分、②一部エリアで調達した電源や自社電源を他のエリアで使用するための自社売買相当分) が含まれる。

※2 実質買越し量とは、「JEPXでの買い約定のうち同一コマにおける自社売買取引を相殺した数値」として算出したもの。実質的な市場調達に該当しないと言える上記②の自社売買による買い約定分を、減じる調整を実施した。

新電力の電力調達の状況 (2012年10月～2022年3月)



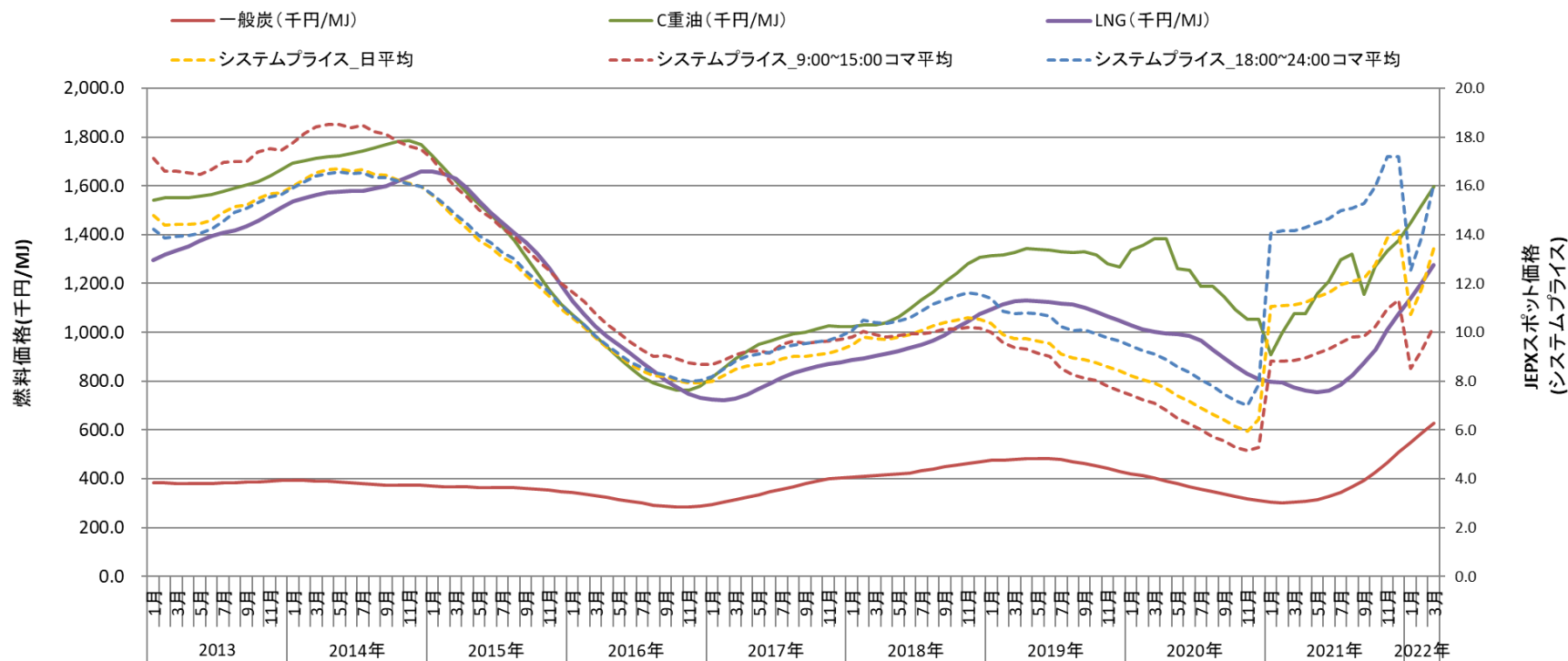
・ JEPX取引量の比率：
分母は「新電力による販売電力量」、分子は「卸市場（スポット、時間前、先渡し、BL）における、新電力による買い約定量」として算出。

・ 実質買越し量の比率：
分母は「新電力による販売電力量」、分子は新電力、各コマにおける「買い約定量合計-売り約定量合計（売り約定量の方が大きいコマは調達量“0”とする）」を合計して算出。
なお、集計は、今期よりJERAを対象から外して集計。

JEPXスポット価格と燃料価格

- JEPXスポット価格の長期トレンドは、LNGやC重油の価格と同様の動きとなっている。ただし、2021年1月のスポット価格高騰により、それ以降の価格（12ヶ月移動平均）は上昇。

JEPXスポット価格と燃料価格の推移(12ヵ月移動平均)
(2013年1月～2022年3月)



出所：財務省 貿易統計(2022年5月19日時点)より電力・ガス取引監視等委員会作成

※ 燃料価格は輸入CIF価格を電力調査統計の火力発電燃料実績に示されている発電量を用いて集計したもの。

※ 2019年4、7、8、10、12月、2020年2,3,4,6,8,9,11,12月、2021年4,5,9月のC重油については貿易統計での記載なし。

※ システムプライスが2022年1月に急落している理由として、12ヶ月の移動平均（昨年2月から今年1月まで）を用いており、高騰した昨年1月の単月値が計算範囲から外れたことによる。

【当四半期報告】

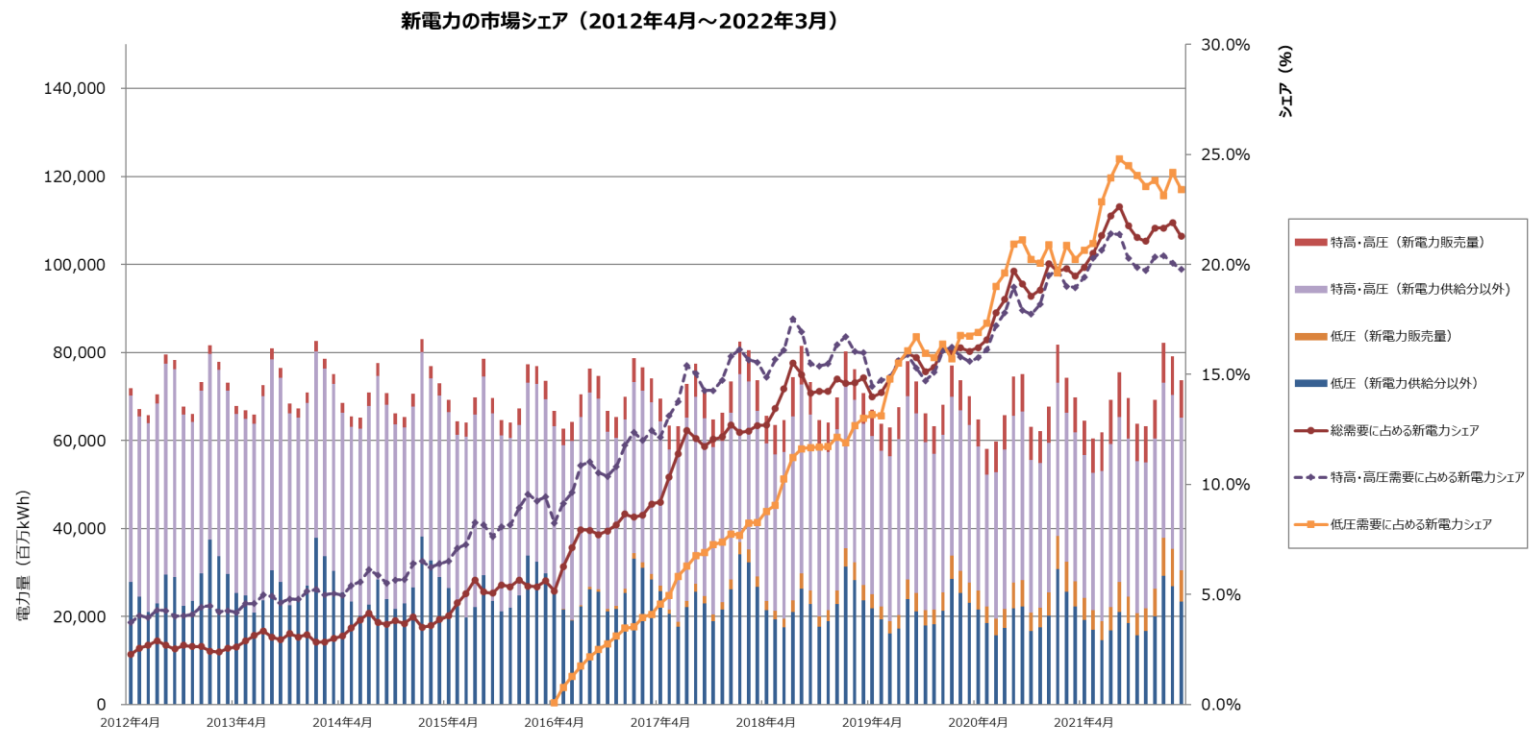
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
 - グロス・ビディングの状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【中長期推移報告】

- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - ・ インバランス量の推移
 - 新電力の電力調達の状況
 - JEPXスポット価格と燃料価格
- ◆ 小売市場
 - 地域別の新電力シェアの推移
 - 地域別の市場シェア
 - 電力量単価の推移
 - スイッチングの動向
 - 電気の経過措置料金規制解除基準にかかる足下の状況
- ◆ ガス市場
 - 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
 - スタートアップ卸の利用状況

新電力シェアの推移

- 販売電力量ベースで見た新電力の市場シェアは、直近まで起伏が見られているものの、2012年以降上昇傾向で推移している。
- 2022年3月時点において、総需要に占める新電力シェアは約**21.3%**、特高・高压需要に占める新電力シェアは約19.8%、低压需要に占める新電力シェアは約23.4%となっている。

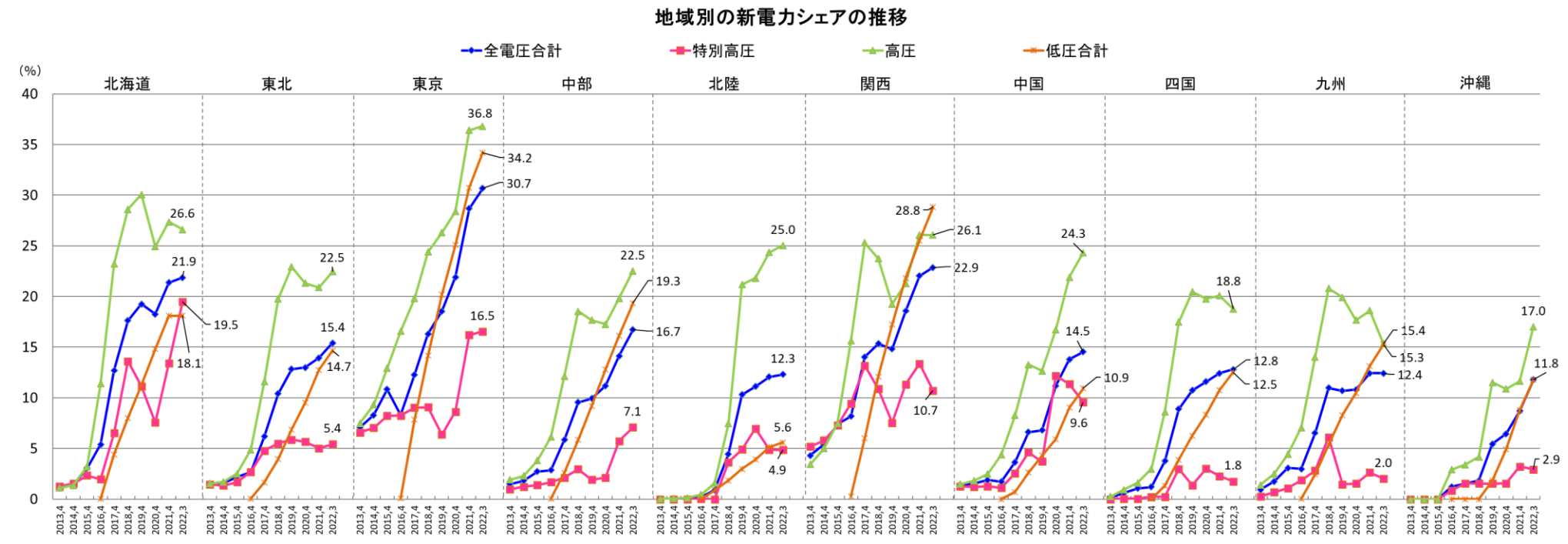


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。
 （出所：発受電月報、電力取引報）

	2012/4	2013/4	2014/4	2015/4	2016/4	2017/4	2018/4	2019/4	2020/4	2021/4	2022/3
総需要に占める新電力シェア	2.3%	2.6%	3.1%	4.0%	5.2%	9.2%	12.7%	14.0%	16.2%	19.9%	21.3%
特高・高压需要に占める新電力シェア	3.7%	4.2%	5.0%	6.5%	8.2%	12.1%	14.9%	14.5%	15.8%	19.4%	19.8%
低压需要に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.6%	23.4%

地域別の新電力シェアの推移（年度別）

○ 地域別の新電力の販売電力量シェアは、概ね増加傾向にある。新電力の販売電力シェアが高い地域として、北海道、東京、関西が挙げられる。

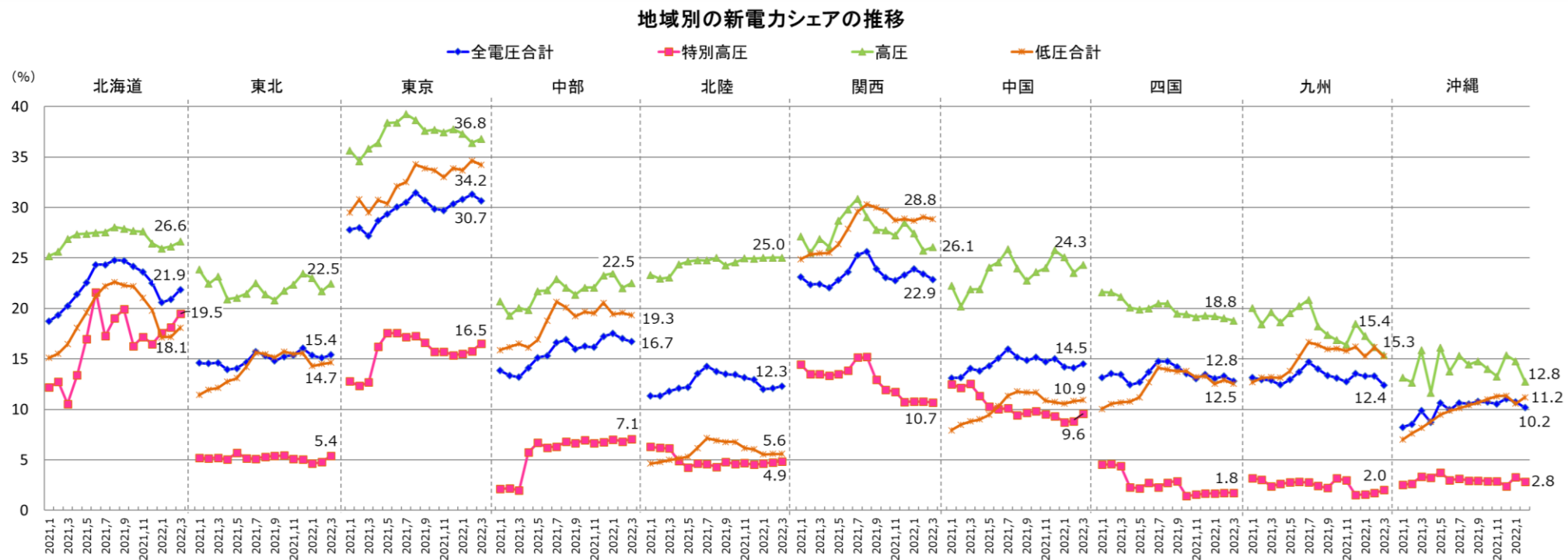


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(出所：発受電月報、電力取引報)

(参考) 地域別の新電力シェアの推移 (月別)

○ 地域別の新電力の販売電力量シェアを2021年1月以降を月別に見ていくと、直近まで起伏が見られており、一部地域においては下向きに推移しているものの、多くの地域では上昇傾向で推移している。



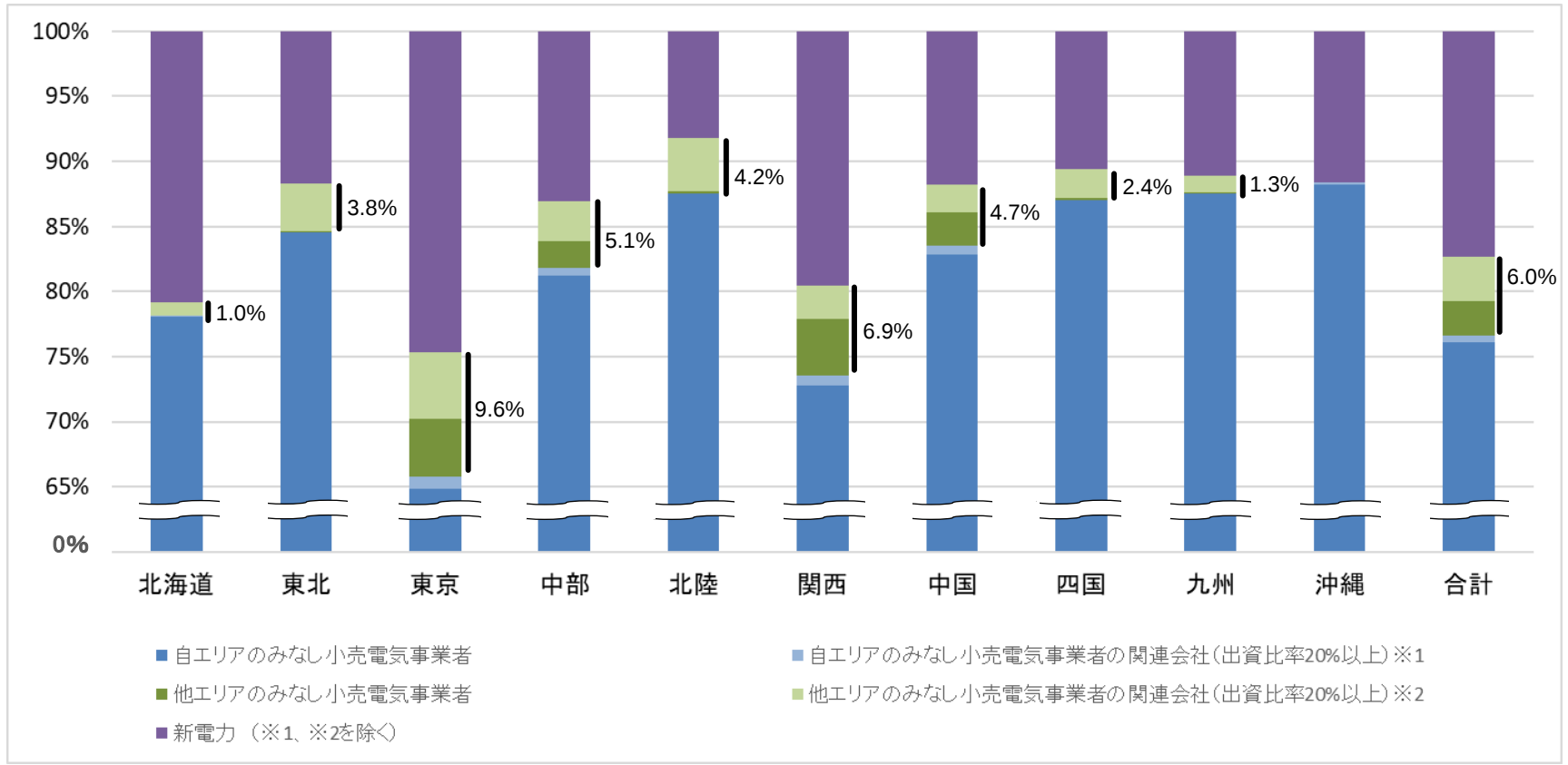
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(出所：電力取引報)

地域別の市場シェア

○ みなし小売電気事業者及びその関連会社による旧供給区域外への供給は、全体の約6.0%であった（2021年12月時点では6.0%）。地域別では沖縄を除く全ての地域で域外供給が行われている。

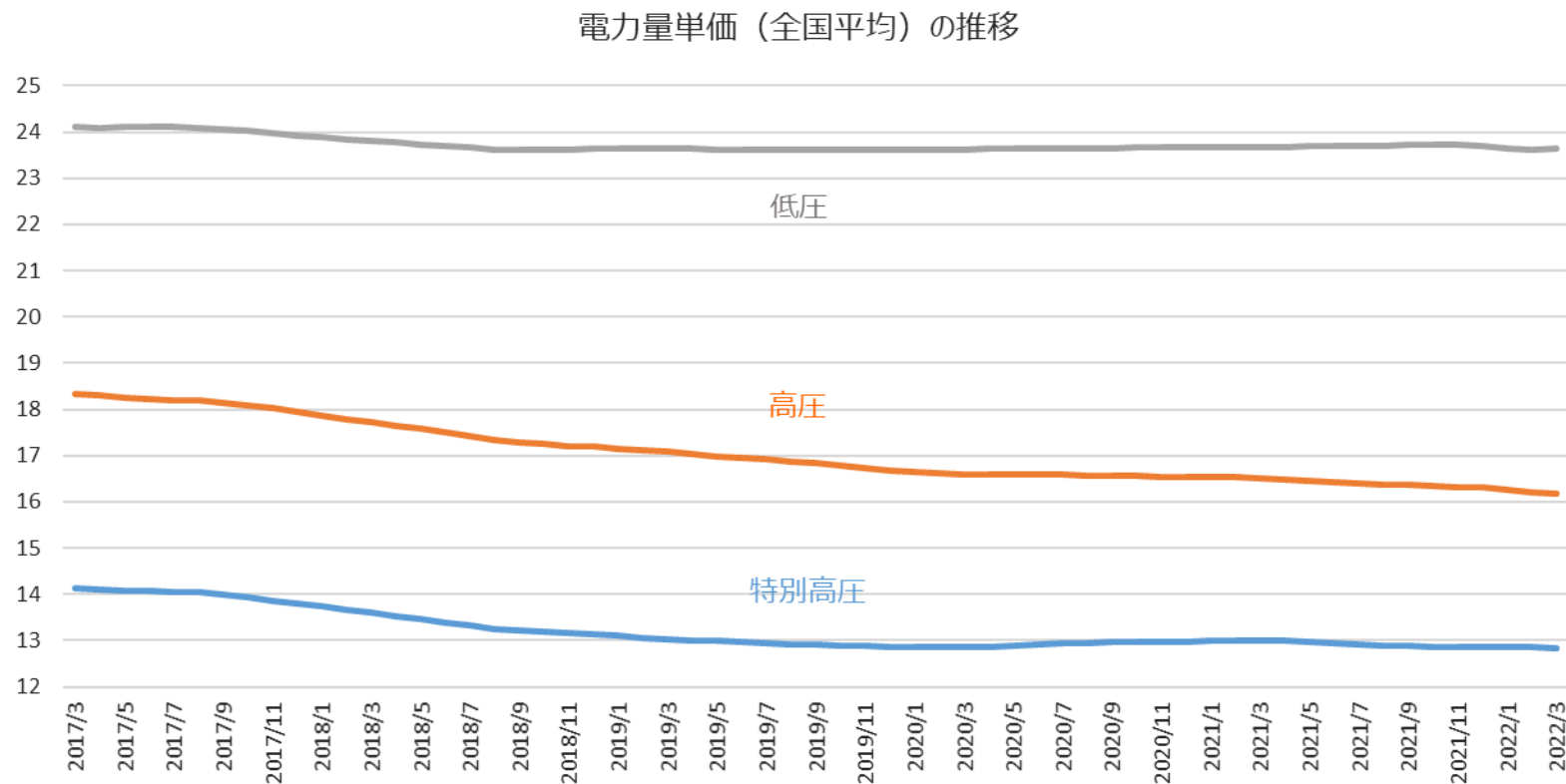
地域別の市場シェア（2022年3月）



（出所）電力取引報
（備考）販売電力量ベース

電力量単価（全国平均）の推移（燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く・12ヶ月移動平均）

- 電力自由化後の電力量単価は（燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く）は、2017年3月から比べると各電圧において低下の傾向がみられるが、高圧以外はここ3年程横ばい状態が続いている。



（備考）

・12ヶ月移動平均

・燃料費調整単価、FIT賦課金、消費税を除く

（燃料費調整単価（円/kWh）を除く際は、各エリアの旧一般電気事業者が公表している従量制の数値を全小売電気事業者に利用）

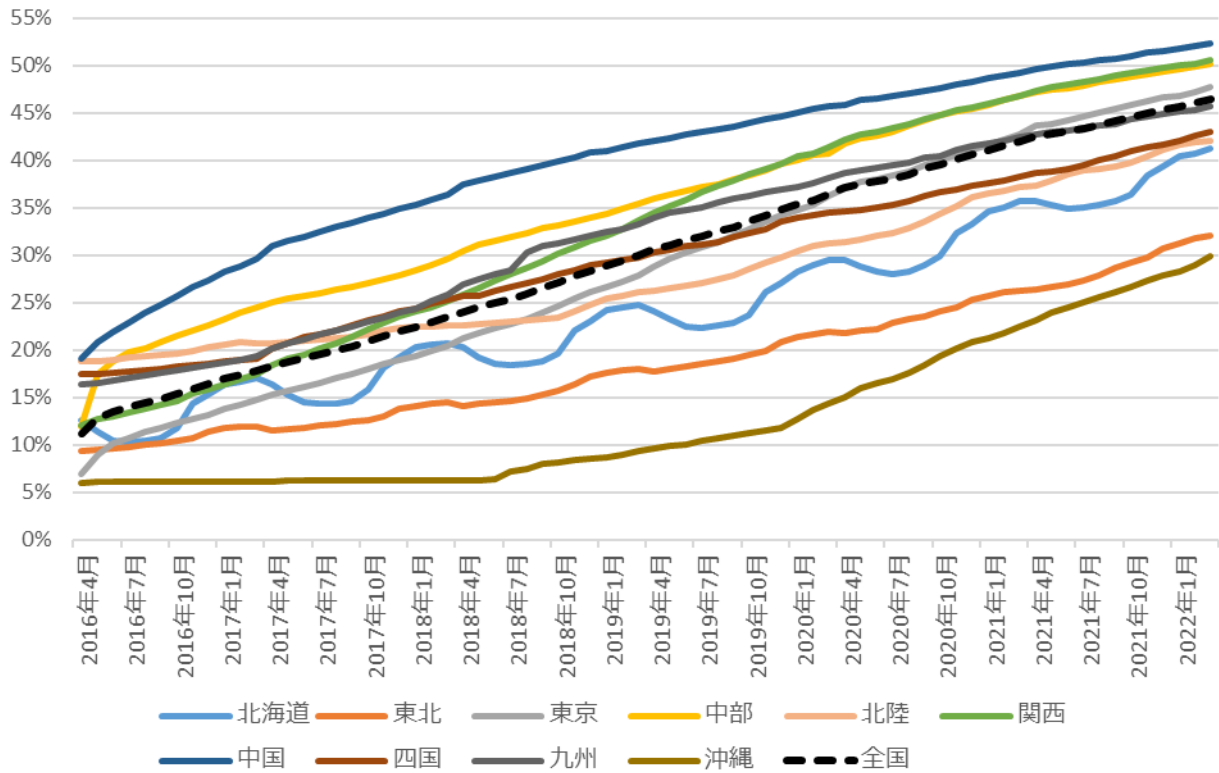
（出所）

電力取引報から電取委事務局作成

スイッチングの動向（低圧） ①

○ 旧一般電気事業者の規制料金メニューから自由料金メニューや新電力へのスイッチングは、エリア毎にばらつきはあるものの総じて見れば継続的に上昇しており、2022年3月時点で全国46.4%となっている。

規制料金からスイッチングした割合



	2022年3月
北海道	41.2%
東北	32.1%
東京	47.7%
中部	50.1%
北陸	42.0%
関西	50.5%
中国	52.3%
四国	42.9%
九州	45.7%
沖縄	29.8%
全国	46.4%

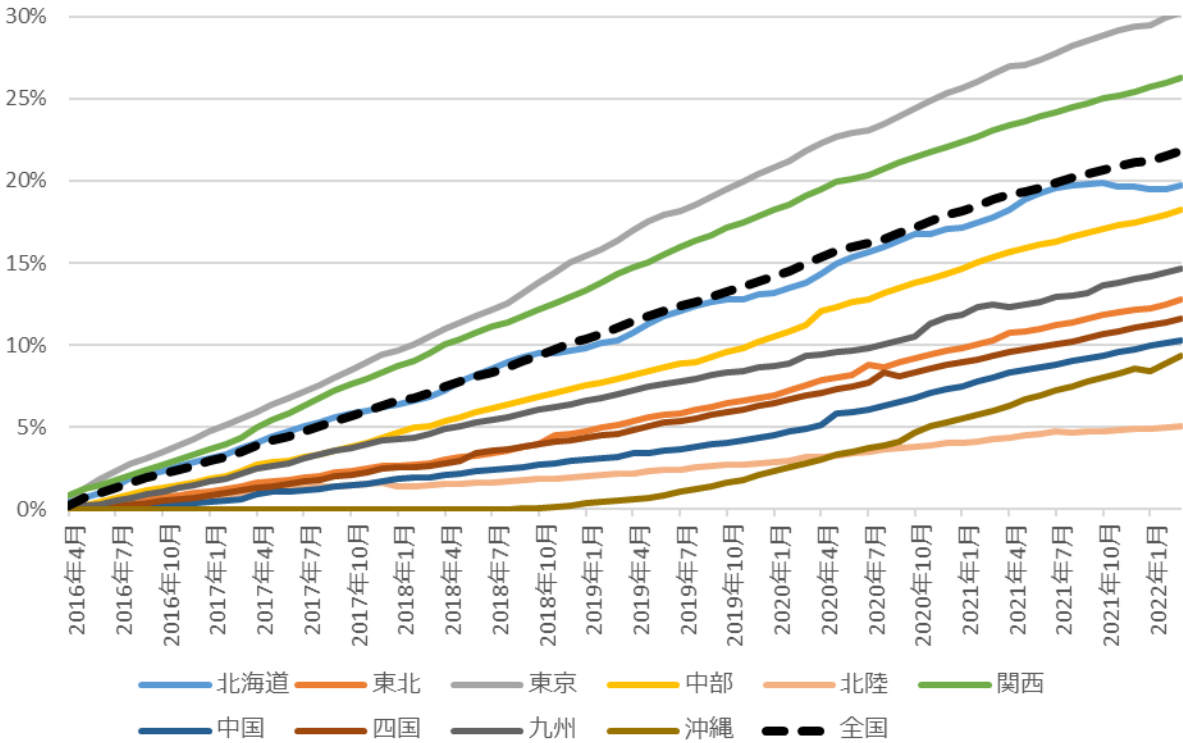
※沖縄は、低圧電灯のみで算出

(出所) 発受電月報、電力取引報
(備考) 低圧：契約口数ベース

スイッチングの動向（低圧）②

○ 各エリアの旧一般電気事業者から新電力等（域外に供給している旧一般電気事業者を含む）へのスイッチングは、エリア毎にばらつきはあるものの総じて見れば継続的に上昇しており、2022年3月時点で全国21.8%となっている。

各エリアの旧一般電気事業者からスイッチングした割合



	2022年3月
北海道	19.7%
東北	12.8%
東京	30.2%
中部	18.2%
北陸	5.1%
関西	26.3%
中国	10.3%
四国	11.6%
九州	14.7%
沖縄	9.4%
全国	21.8%

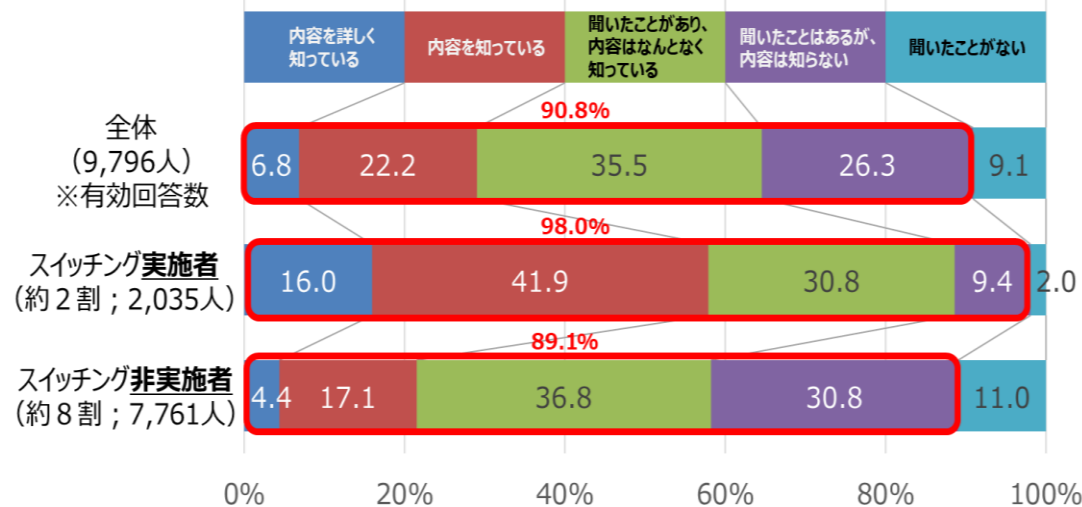
(出所) 電力取引報
(備考) 低圧：契約口数ベース

電気の経過措置料金規制解除基準にかかる足下の状況①

- 2019年4月に明確化した電気の経過措置料金規制解除基準（各エリアの①消費者等の状況（電力自由化の認知度やスイッチングの動向等）、②競争圧力（シェア5%程度以上の有力で独立した競争者が2者以上存在するか等）、③競争的環境の持続性（小売事業者間の電気の調達に係る公平性等）を総合的に判断することと整理）のうち、①消費者等の状況（電力自由化の認知度やスイッチングの動向）の現状は以下の通り。
- 2022年3月時点で、9割以上の消費者が電力自由化を認知。スイッチングの割合についても、着実に増加している。

電力自由化の認知度（2022年3月調査）

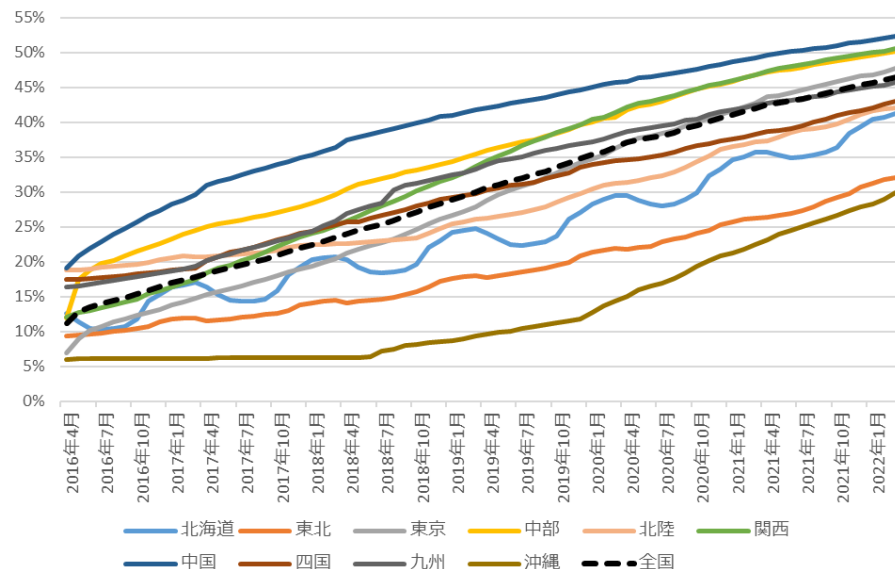
※認知度注：赤枠内 ※調査対象：全国20～69歳の一般男女1万人



注：「電気の経過措置料金に関する専門会合」の整理と同様に「聞いたことはあるが、内容は知らない」を含む。
 (出所) 電力・ガス取引監視等委員会「令和3年度電力・ガス小売自由化における消費者の選択行動アンケート調査事業」報告書より作成

スイッチング割合（～2022年3月）【再掲】

規制料金からスイッチングした割合



電気の経過措置料金規制解除基準にかかる足下の状況②

- ②競争圧力（シェア5%程度以上の有力で独立した競争者が2者以上存在するか等）の現状は以下の通り。
- 現時点で旧一電以外にエリアシェア5%を越える他社が存在するのは北海道・東京・関西の3エリアであり、シェア5%程度以上の競争者が2者以上といった十分な競争圧力が存在するエリアはまだ無い。
- なお、③競争的環境の持続性（小売事業者間の電気の調達に係る公平性等）に関連しては、別途コミットメントの取組状況を報告する。

エリア別シェアランキング（低圧：契約口数ベース）2022年3月時点

（北海道エリア）

北海道電力株式会社	80.3%
北海道瓦斯株式会社	5.2%
KDDI株式会社	2.7%
SBパワー株式会社	2.5%

（中部エリア）

中部電力ミライズ株式会社	81.8%
東邦ガス株式会社	4.6%
SBパワー株式会社	3.2%
KDDI株式会社	1.4%

（中国エリア）

中国電力株式会社	89.7%
SBパワー株式会社	2.6%
ENEOS株式会社	0.9%
大和ハウス工業株式会社	0.8%

（沖縄エリア）

沖縄電力株式会社	90.6%
SBパワー株式会社	3.6%
株式会社沖縄ガスニューパワー	3.4%
株式会社ハルエネ	1.1%

（東北エリア）

東北電力株式会社	87.2%
KDDI株式会社	2.9%
SBパワー株式会社	2.1%
ENEOS株式会社	0.7%

（北陸エリア）

北陸電力株式会社	94.9%
株式会社PinT	0.8%
KDDI株式会社	0.6%
株式会社Looop	0.4%

（四国エリア）

四国電力	88.4%
KDDI株式会社	2.8%
SBパワー株式会社	1.8%
株式会社PinT	0.7%

（東京エリア）

東京電力エナジーパートナー株式会社	69.9%
東京ガス株式会社	9.7%
SBパワー株式会社	2.6%
ENEOS株式会社	2.3%

（関西エリア）

関西電力株式会社	73.7%
大阪瓦斯株式会社	11.4%
SBパワー株式会社	2.6%
株式会社ジェイコムウェスト	1.9%

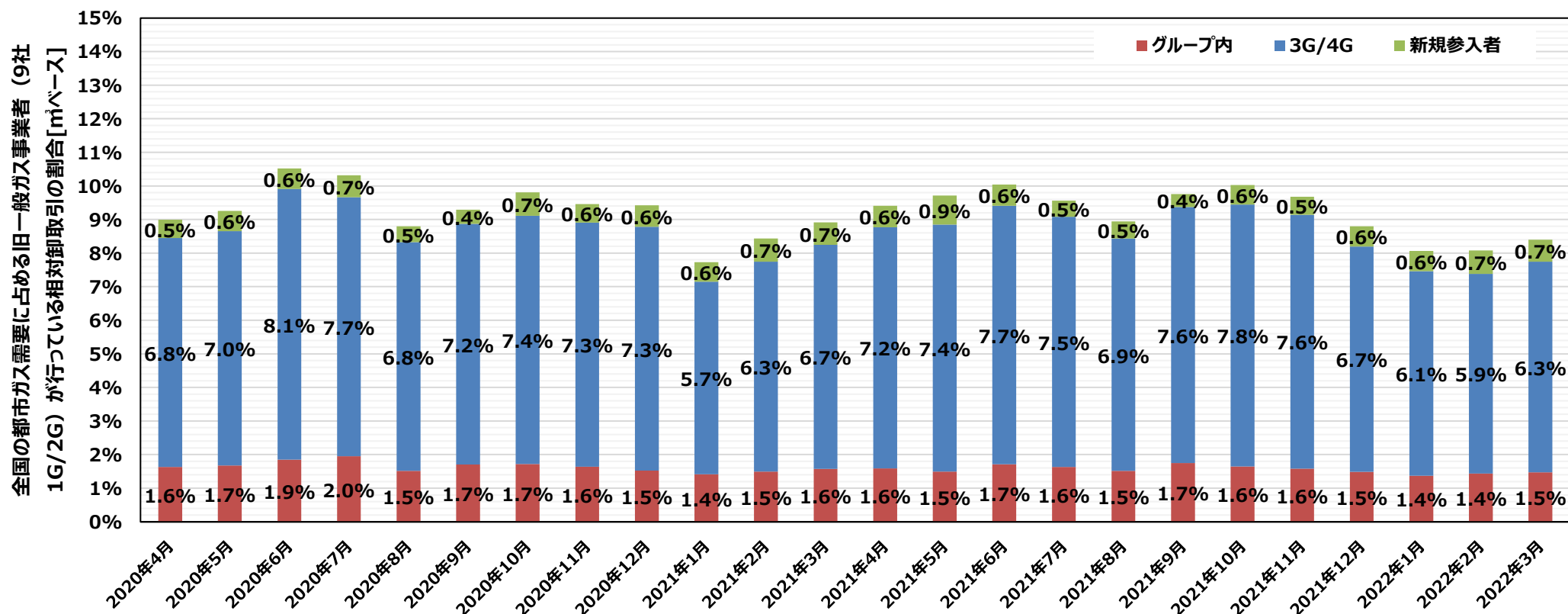
（九州エリア）

九州電力株式会社	85.3%
KDDI株式会社	3.4%
西部瓦斯株式会社	1.5%
株式会社ジェイコム九州	1.0%

（出所）電力取引報

旧一般ガス事業者（9社：1G/2G）の相対取引の状況

- 都市ガス分野における卸取引の実態把握のため、1G/2Gの9社※₁が行うガスの相対卸取引のモニタリングを実施（2020年1月からのデータをモニタリング）。
- 2022年3月末時点において、全国の都市ガスの小売供給量※₂に対する、1G/2Gの相対卸供給量※₃の割合は約9%であった。
- 新規参入者（旧一般ガス事業者ではない者）に対する相対卸供給量の割合は約0.7%であった（なお、新規参入者による小売販売量シェアは約18%である（2022年3月末時点））。



※₁ 1G：東京瓦斯、大阪瓦斯、東邦瓦斯 2G：北海道瓦斯、仙台市ガス局、静岡ガス、広島ガス、西部瓦斯、日本瓦斯（鹿児島）

※₂ 45MJベース。

※₃ 基地出口卸、導管連結点払出卸、需要場所払出卸（ワンタッチ卸・スタートアップ卸）、液売卸（ローリー等）を含む。なお、液売卸については、液化天然ガス1t≒1220m³で仮定し換算しており、熱量調整等は考慮していない。

※₄ 3G/4Gは、主に他の事業者からガス卸供給を受けて、自社の導管網で小売供給を行う旧一般ガス事業者。

※₅ グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社としている。

スタートアップ卸の利用状況（2022年3月末時点）

第20回 ガス事業制度検討
ワーキンググループ
(2022年4月26日) 資料 3 より抜粋

SU卸利用状況のフォローアップ 2 / 3 （問合せ・交渉等の状況）

- これまでに卸元事業者に対し問合せがあった企業数、契約締結済の件数、契約交渉中の件数、契約交渉が終了した件数は下記のとおり。（2022年3月末時点）

卸元事業者名	問合せ企業数	契約締結済	契約交渉中	契約交渉終了※	件
東京ガス	2 2 (2 0)	4 (2)	2 (2)	1 6 (1 6)	
大阪ガス	9 (5)	3 (0)	0 (2)	6 (3)	
東邦ガス	1 1 (1 1)	2 (1)	1 (2)	8 (8)	
北海道ガス	1 5 (1 5)	2 (2)	3 (3)	1 0 (1 0)	
静岡ガス	1 7 (1 1)	3 (2)	1 0 (3)	4 (6)	
西部ガス	1 1 (9)	3 (2)	3 (3)	5 (4)	
広島ガス	6 (6)	1 (1)	3 (2)	2 (3)	
仙台市ガス局	6 (6)	0 (0)	2 (2)	4 (4)	
日本ガス	5 (5)	1 (1)	3 (3)	1 (1)	
計	1 0 2 (8 8)	1 9 (1 1)	2 7 (2 2)	5 6 (5 5)	

※ 「契約交渉が終了した案件」には、交渉が折り合わずに明示的に交渉が中断したものほか、利用を検討している事業者から問い合わせがあったのみで、特段契約交渉には発展しなかった案件や、問い合わせ日から3か月を超えて、再度の連絡がない/契約交渉の開始に至らない/交渉に進展がない案件も含まれる。

※()の数字は第18回ガス事業制度検討WG（2021年6月1日）におけるフォローアップ時（2021年5月末時点）の件数。

電力市場のモニタリングについて

○ これまで、制度設計ワーキンググループ及び制度設計専門会合においては、下記の通り、モニタリング報告を実施した。

- －第1回モニタリング：2013年8月2日第1回制度設計ワーキング（2013年1月-7月中旬期報告）
- －第2回モニタリング：2013年12月9日第4回制度設計ワーキング（2013年7月中旬-11月中旬期報告）
- －第3回モニタリング：2014年6月23日第6回制度設計ワーキング（2013年11月中旬-2014年3月期報告）
- －第4回モニタリング：2014年10月30日第9回制度設計ワーキング（2014年4月-8月期報告）
- －第5回モニタリング：2015年6月25日第13回制度設計ワーキング（2014年9月-2015年3月期報告）
- －第6回モニタリング：2016年1月22日第4回制度設計専門会合（2015年4月-9月期報告）
- －第7回モニタリング：2016年6月17日第8回制度設計専門会合（2015年10月-2016年3月期報告）
- －第8回モニタリング：2016年9月27日第11回制度設計専門会合（2016年4月-2016年6月期報告）
- －第9回モニタリング：2016年12月19日第14回制度設計専門会合（2016年7月-2016年9月期報告）
- －第10回モニタリング：2017年3月31日第16回制度設計専門会合（2016年10月-2016年12月期報告）
- －第11回モニタリング：2017年6月27日第19回制度設計専門会合（2017年1月-2017年3月期報告）
- －第12回モニタリング：2017年9月29日第22回制度設計専門会合（2017年4月-2017年6月期報告）
- －第13回モニタリング：2017年12月26日第25回制度設計専門会合（2017年7月-2017年9月期報告）
- －第14回モニタリング：2018年3月29日第28回制度設計専門会合（2017年10月-2017年12月期報告）
- －第15回モニタリング：2018年6月19日第31回制度設計専門会合（2018年1月-2018年3月期報告）
- －第16回モニタリング：2018年9月20日第33回制度設計専門会合（2018年4月-2018年6月期報告）
- －第17回モニタリング：2018年12月17日第35回制度設計専門会合（2018年7月-2018年9月期報告）
- －第18回モニタリング：2019年4月25日第37回制度設計専門会合（2018年10月-2018年12月期報告）
- －第19回モニタリング：2019年6月25日第39回制度設計専門会合（2019年1月-2019年3月期報告）
- －第20回モニタリング：2019年9月13日第41回制度設計専門会合（2019年4月-2019年6月期報告）
- －第21回モニタリング：2019年12月17日第44回制度設計専門会合（2019年7月-2019年9月期報告）
- －第22回モニタリング：2020年3月31日第46回制度設計専門会合（2019年10月-2019年12月期報告）
- －第23回モニタリング：2020年6月30日第48回制度設計専門会合（2020年1月-2020年3月期報告）
- －第24回モニタリング：2020年9月8日第50回制度設計専門会合（2020年4月-2020年6月期報告）
- －第25回モニタリング：2020年12月15日第53回制度設計専門会合（2020年7月-2020年9月期報告）
- －第26回モニタリング：2021年4月16日第59回制度設計専門会合（2020年10月-2020年12月期報告）
- －第27回モニタリング：2021年6月29日第62回制度設計専門会合（2021年1月-2021年3月期報告）
- －第28回モニタリング：2021年10月1日第65回制度設計専門会合（2021年4月-2021年6月期報告）
- －第29回モニタリング：2021年12月21日第68回制度設計専門会合（2021年7月-2021年9月期報告）
- －第30回モニタリング：2022年3月24日第71回制度設計専門会合（2021年10月-2021年12月期報告）

○ 今回は、2022年（令和4年）1月～3月期のモニタリング報告を行った。今後も引き続き、電力市場のモニタリングを行うこととする。