

第68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3年7月～令和3年9月期)

令和3年12月21日（火）



電力・ガス取引監視等委員会

Electricity and Gas Market Surveillance Commission

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
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営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

◆ 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

今回のモニタリング報告の要点

【取引所の状況】

JEPXにおける取引量（約定量）が我が国電力需要に占める割合は、2021年9月時点で41.5%（前年同時期対比1.1倍）

＜スポット市場＞

- 当期間の約定量：923億kWh（前年同時期対比1.1倍、過去最大）
当期間のシステムプライス平均：8.2円/kWh。

＜時間前市場＞ 当期間の約定量：10.7億kWh（前年同時期対比0.9倍）。

＜先渡市場＞ 当期間の約定量：14,770MWh（前年同時期対比2.8倍）。

【相対取引の状況】

- グループ外への相対取引による供給量（2021年9月時点）：47.9億kWh（前年同時期対比2.2倍）。

【公営電気事業における売電契約について】

- 旧一電との長期契約の解消に向けた協議の申し入れを行い、解約補償金の取扱い等協議を継続している自治体が見られた。

【競争の状況】

- 新電力の販売電力量（当期間）：476億kWh（前年同時期対比1.16倍、前年同時期411億kWh）。
新電力シェア（2021年9月時点）：21.7%（前年同時期では19.1%）
特別高圧・高圧分野 20.3%（2021年6月時点では、20.6%）。
低圧分野 24.5%（2021年6月時点では、22.8%）。
- 新電力の市場利用比率（2021年9月時点の新電力の販売電力量に対する比率）：
93.3%（JEPX買い約定量の比率（スポット、時間前、先渡、BL市場の買い約定量を合計したもの））
39.8%（JEPXにおける実質買越し量の比率（同一コマにおける自社売買取引を相殺したもの））

【ガス取引の状況】

- 旧一般ガス事業者（1G/2G※）による新規参入者への相対卸供給の割合（対全国の都市ガス小売需要）は、0.4%（2021年9月末時点）。
なお、旧一般ガス事業者（1G/2G）が提供するスタートアップ卸の利用件数は、12件（2021年9月末時点）。

※ 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）

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		
		2021年7月～9月	前年同時期 (2020年7月～9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	入札	売り入札量前年同時期対比	1.1倍	1.1倍	1.3倍
		買い入札量前年同時期対比	1.1倍	1.0倍	1.3倍
	約定	約定量	923億kWh	848億kWh	3,128億kWh
		約定量前年同時期対比	1.1倍	1.1倍	1.4倍
	東西市場分断発生率	平均約定価格 (システムプライス)	8.2円/kWh	5.9円/kWh	11.2円/kWh
		東西市場分断発生率	33.7%	64.2%	72.7%
	時間前約定	約定量	10.7億kWh	12.1億kWh	40.2億kWh
		平均約定価格	8.4円/kWh	6.4円/kWh	12.4円/kWh
(参考)小売市場	販売電力量に対する割合		41.5%	40.0%	38.9%
	電力量		2,143億kWh* ²	2,167億kWh	8,164億kWh
	新電力		476億kWh	411億kWh	1,532億kWh

* 1 出所：電力取引報

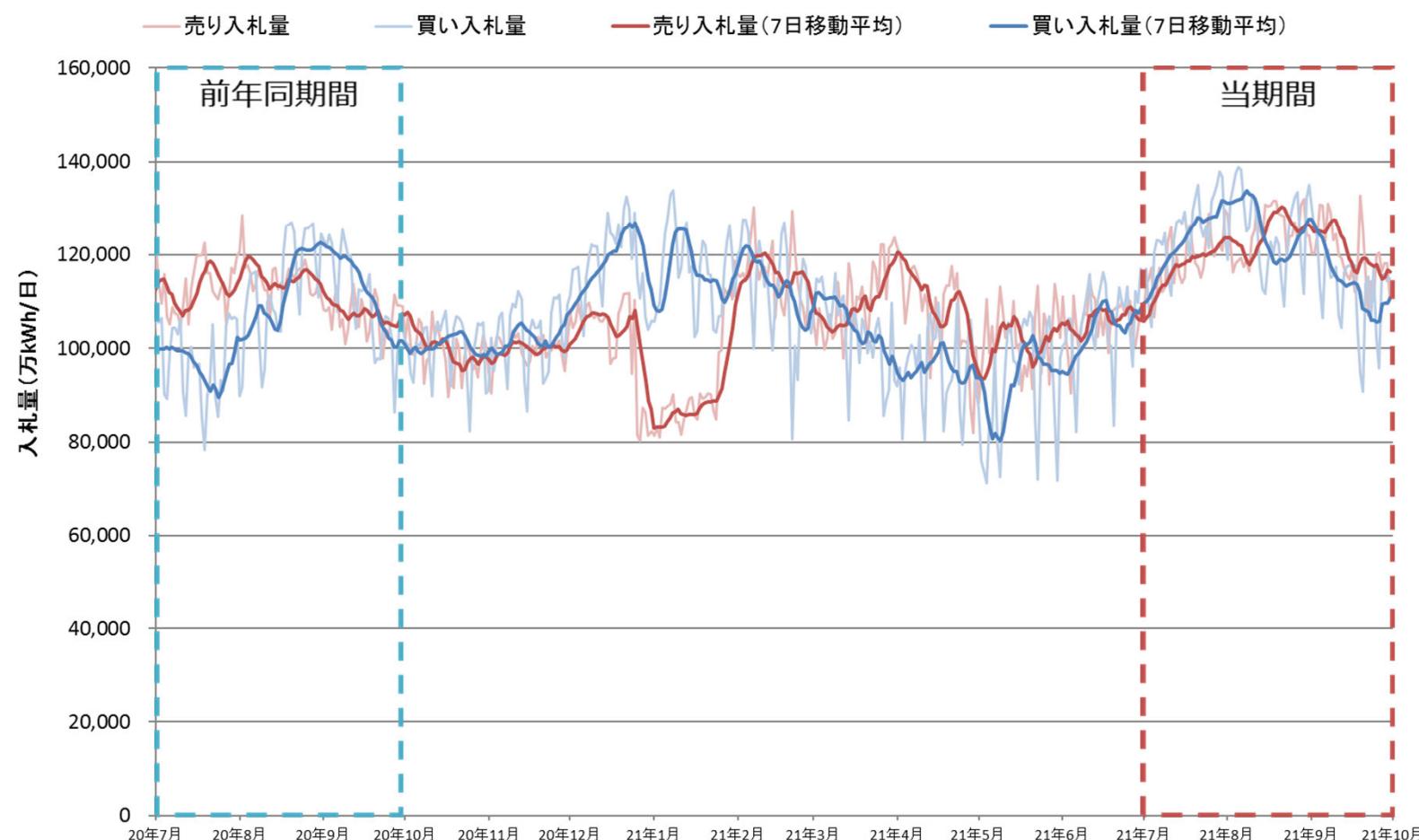
* 2 電力取引報では、集計において事業者の過度の負担を避けるため、販売電力量と販売額についてN-1月検針日からN月検針日前日までの実績をN月分として計上することを認めており、大宗の企業は検針日までの実績を報告しているため、実際のN月需要に対する実績とは一致しない。

2021年7月
～9月期

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1,115億kWh、買い入札量は1,113億kWhであった。
- 前年同時期対比は、売り入札量は1.1倍、買い入札量は1.1倍となっている。

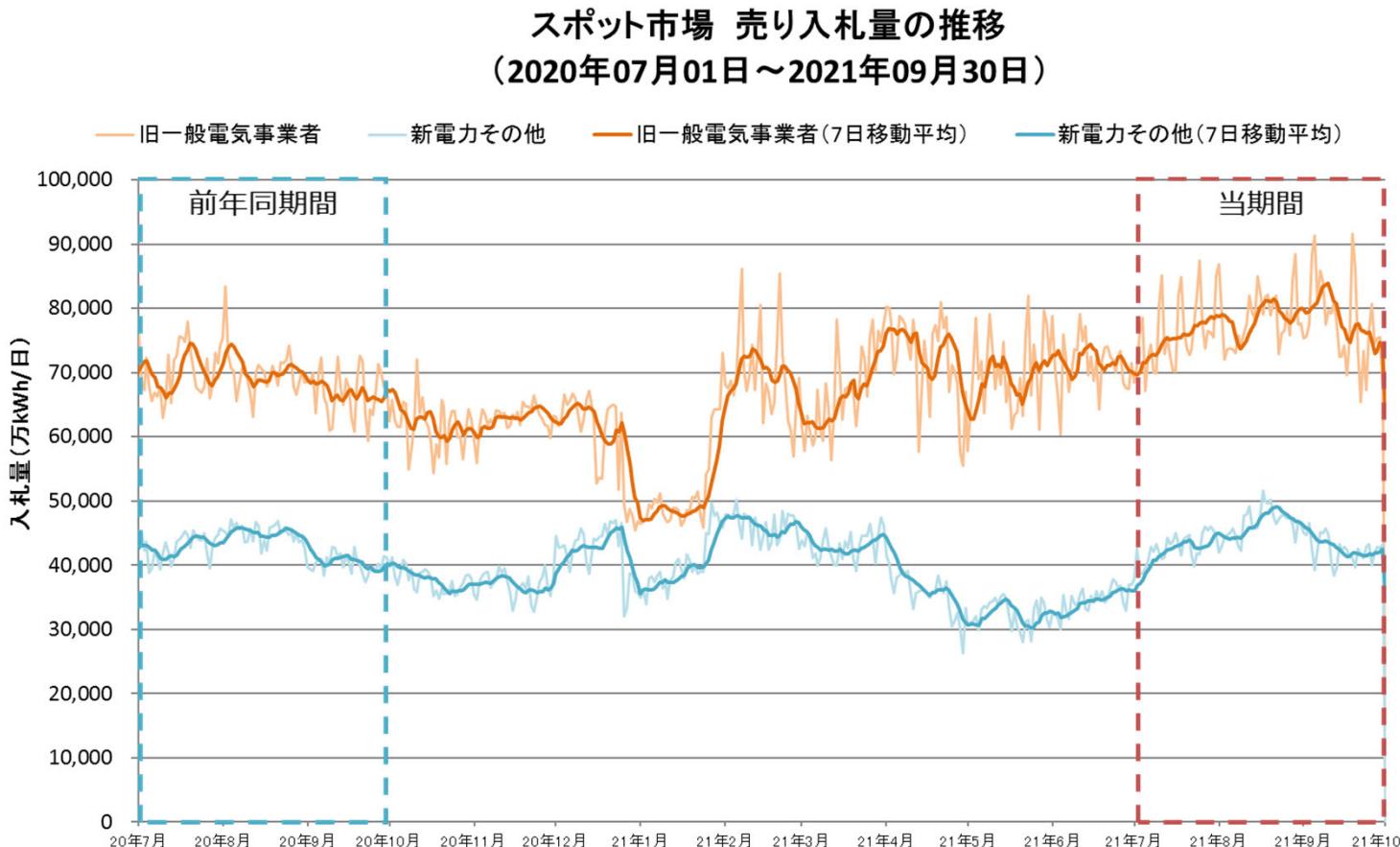
スポット市場 入札量の推移
(2020年07月01日～2021年09月30日)



2021年7月
～9月期

事業者区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711億kWh、新電力その他の事業者は404億kWhであった。
- スポット市場への売り入札量の約64%は、旧一般電気事業者によるものとなっている。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.1倍、新電力その他の事業者は1.0倍となっている。



※ 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。

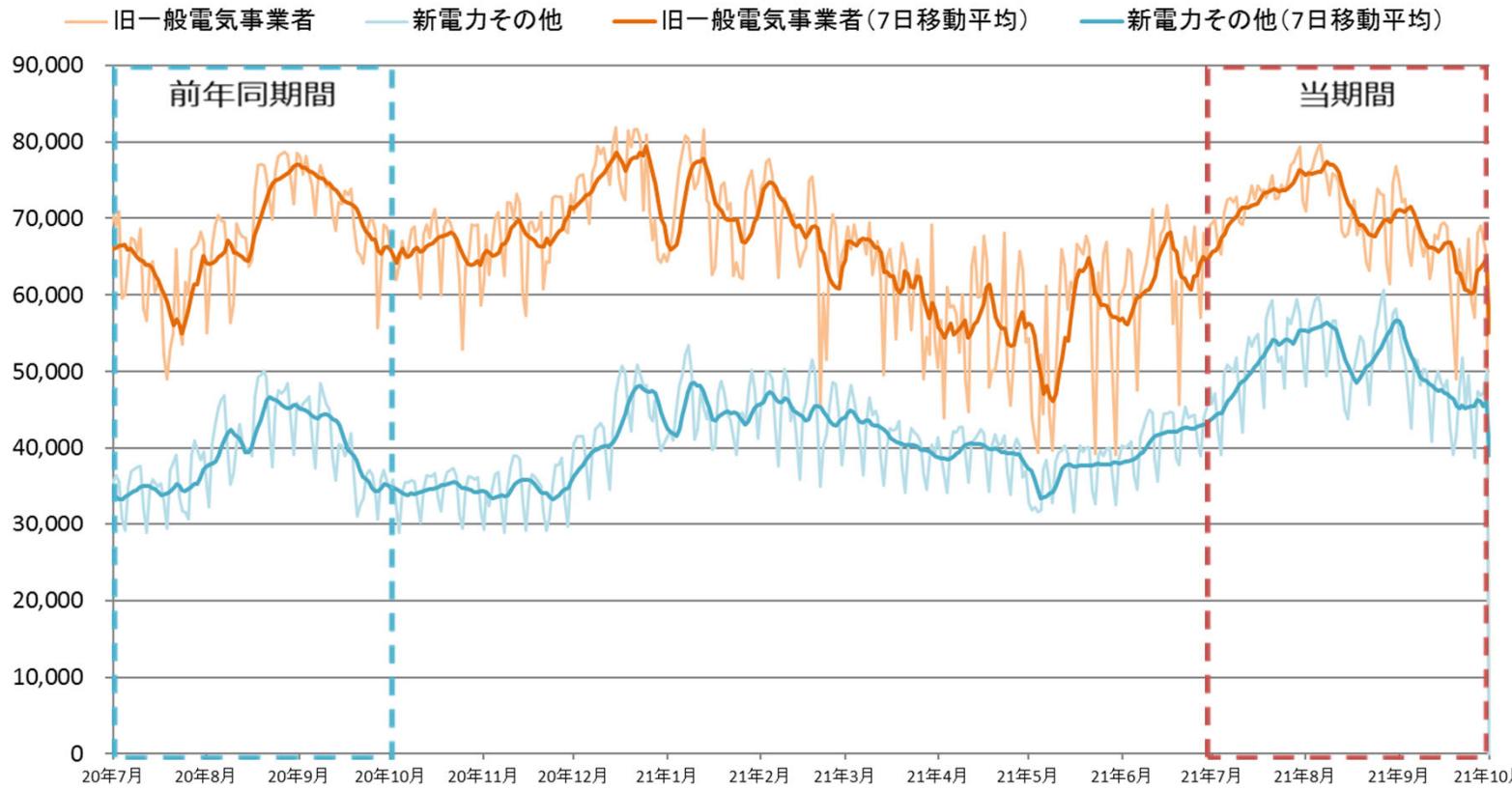
2021年7月
～9月期

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645億kWh、新電力その他の事業者は468億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1.3倍となっている。

スポット市場 買い入札量の推移
(2020年07月01日～2021年09月30日)

主要データ



旧一般電気事業者による
買入札量
(2021年07月～2021年09月)
645 億kWh

旧一般電気事業者による
買入札量の前年同時期対比
(対2020年07月～2020年09月)
1.0 倍

新電力その他の事業者による
買入札量
(2021年07月～2021年09月)
468 億kWh

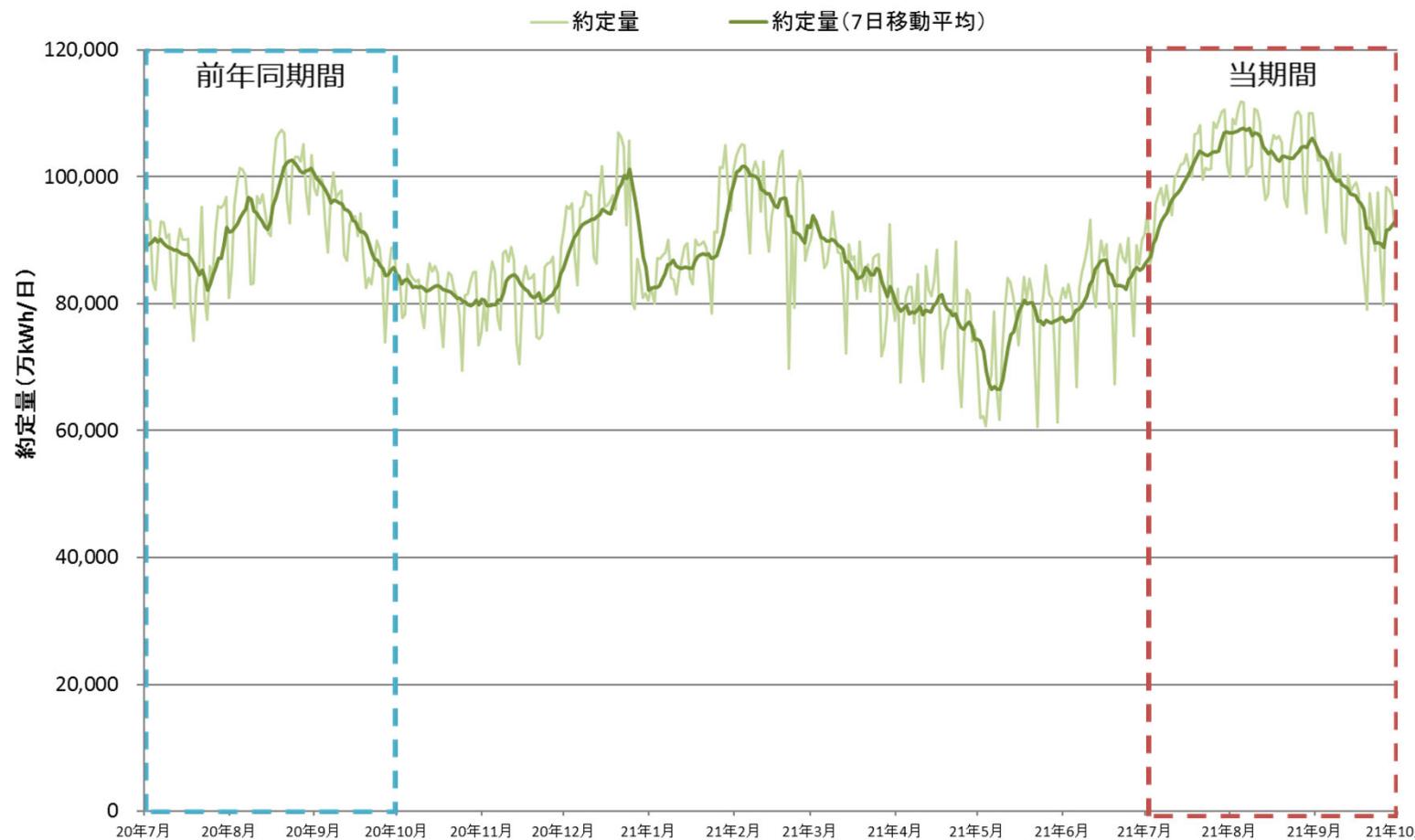
新電力その他の事業者による
買入札量の前年同時期対比
(対2020年07月～2020年09月)
1.3 倍

2021年7月
～9月期

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、923億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.1倍となっている。

スポット市場 約定量の推移
(2020年07月01日～2021年09月30日)



主要データ

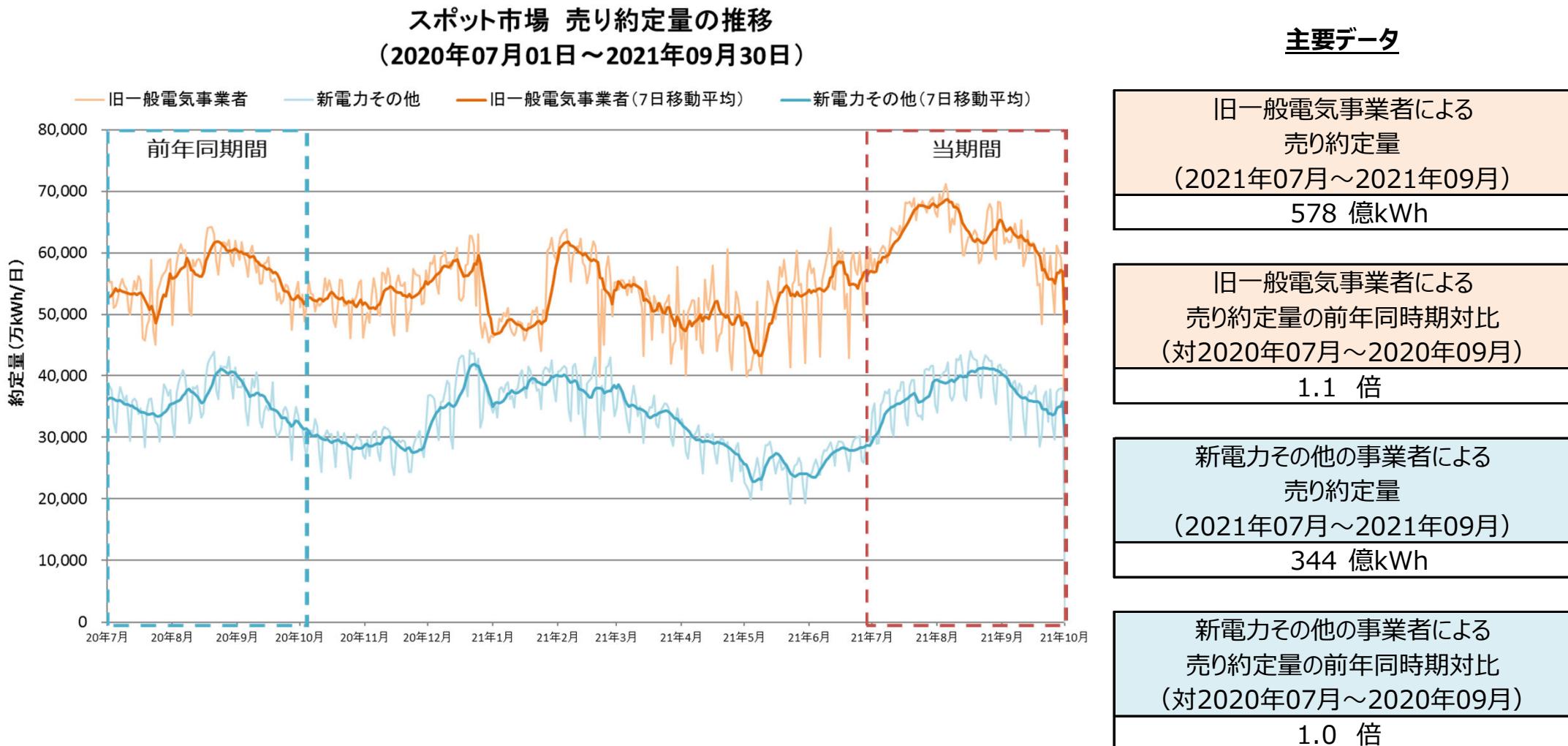
約定量
(2021年07月～2021年09月)
923 億kWh

約定量の前年同時期対比
(対2020年07月～2020年09月)
1.1 倍

2021年7月
～9月期

事業者区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578億kWh、新電力その他の事業者は344億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.1倍、新電力その他の事業者は1.0倍となっている。



※ 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。

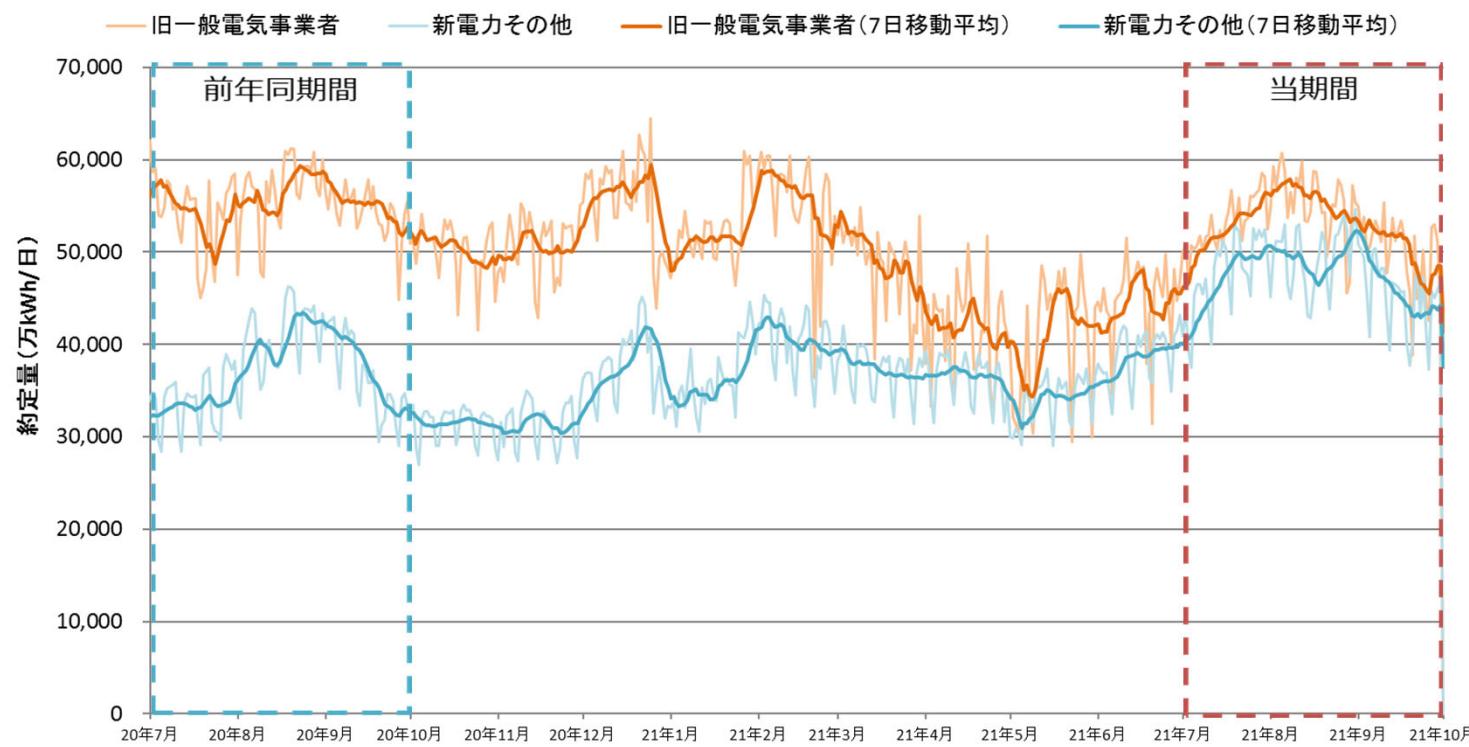
2021年7月
～9月期

事業者区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486億kWh、新電力その他の事業者は436億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1.3倍となっている。

主要データ

スポット市場 買い約定量の推移
(2020年07月01日～2021年09月30日)



旧一般電気事業者による
買い約定量
(2021年07月～2021年09月)
486 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2020年07月～2020年09月)
1.0 倍

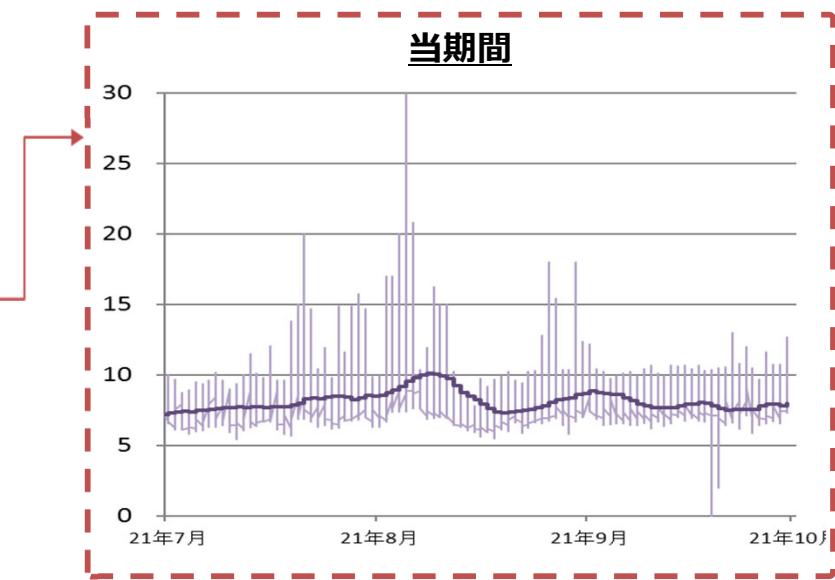
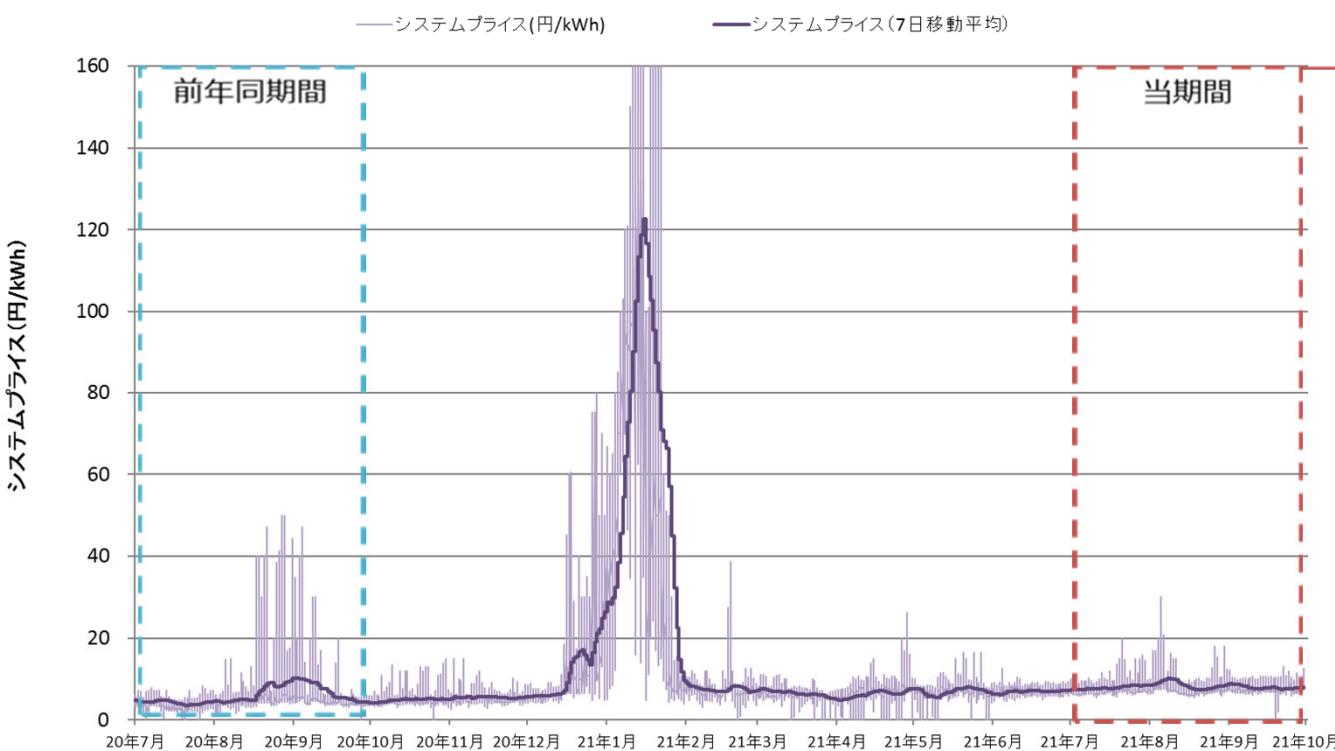
新電力その他の事業者による
買い約定量
(2021年07月～2021年09月)
436 億kWh

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2020年07月～2020年09月)
1.3 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8.2円/kWhであった。前年同期間の平均5.9円/kWhと比べて上昇した。

スポット市場 システムプライスの推移
(2020年07月01日～2021年09月30日)



	当期間	前年同期間	差分
平均システムプライス	8.2	5.9	+2.3
最高値	30.0	50.0	-20.0
最低値	0.01	0.01	+0.0

主要データ

単位：円/kWh

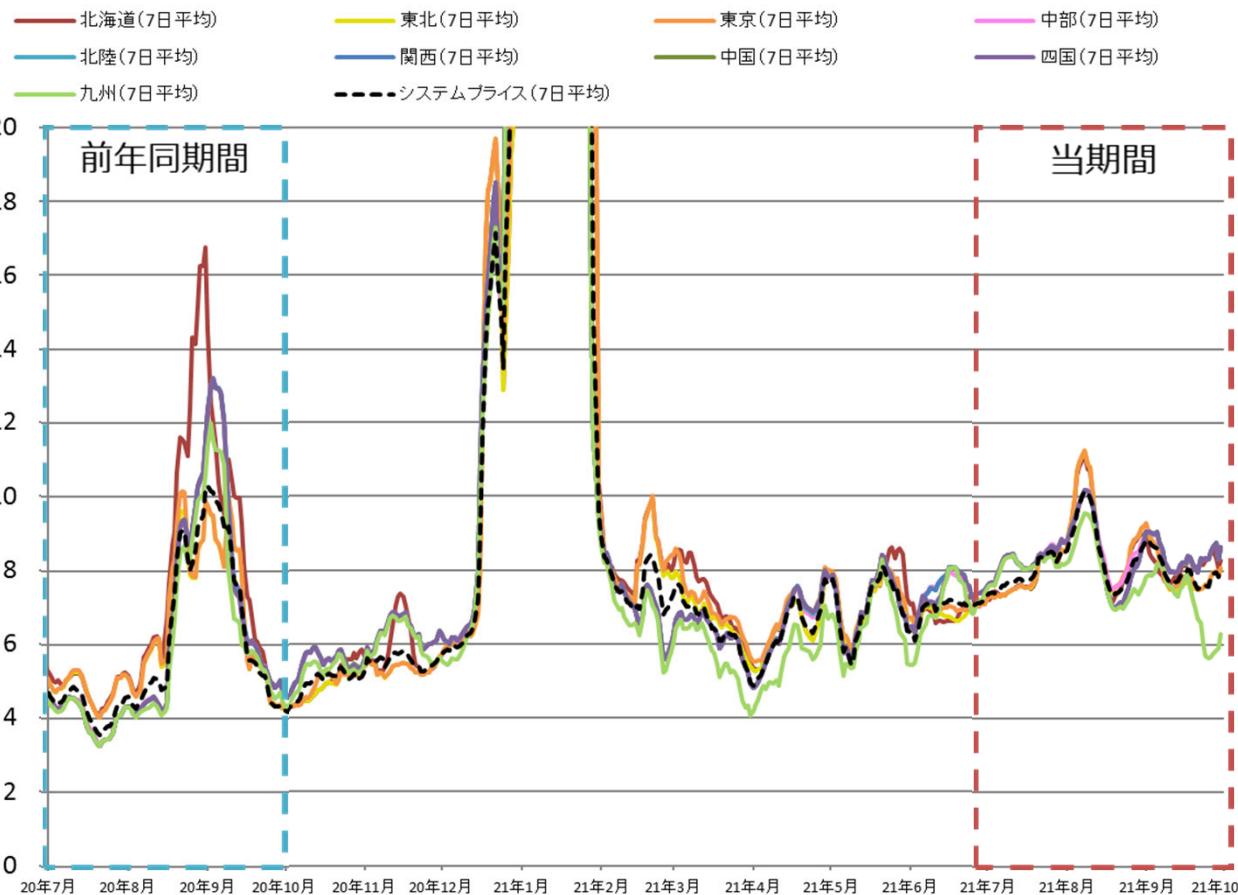
※1 当期間 最高価格：8月5日、計2コマ

※2 当期間 最低価格：9月19日、計13コマ

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、各エリア共通して前年同期間の平均価格と比べて高値であった。

スポット市場 エリアプライスの推移
(2020年07月01日～2021年09月30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	8.2	5.9	+2.3
北海道	8.3	7.2	+1.1
東北	8.3	6.2	+2.1
東京	8.3	6.2	+2.1
中部	8.5	6.2	+2.4
北陸	8.4	6.1	+2.3
関西	8.4	6.1	+2.3
中国	8.4	6.1	+2.3
四国	8.4	6.1	+2.3
九州	7.8	5.8	+2.0

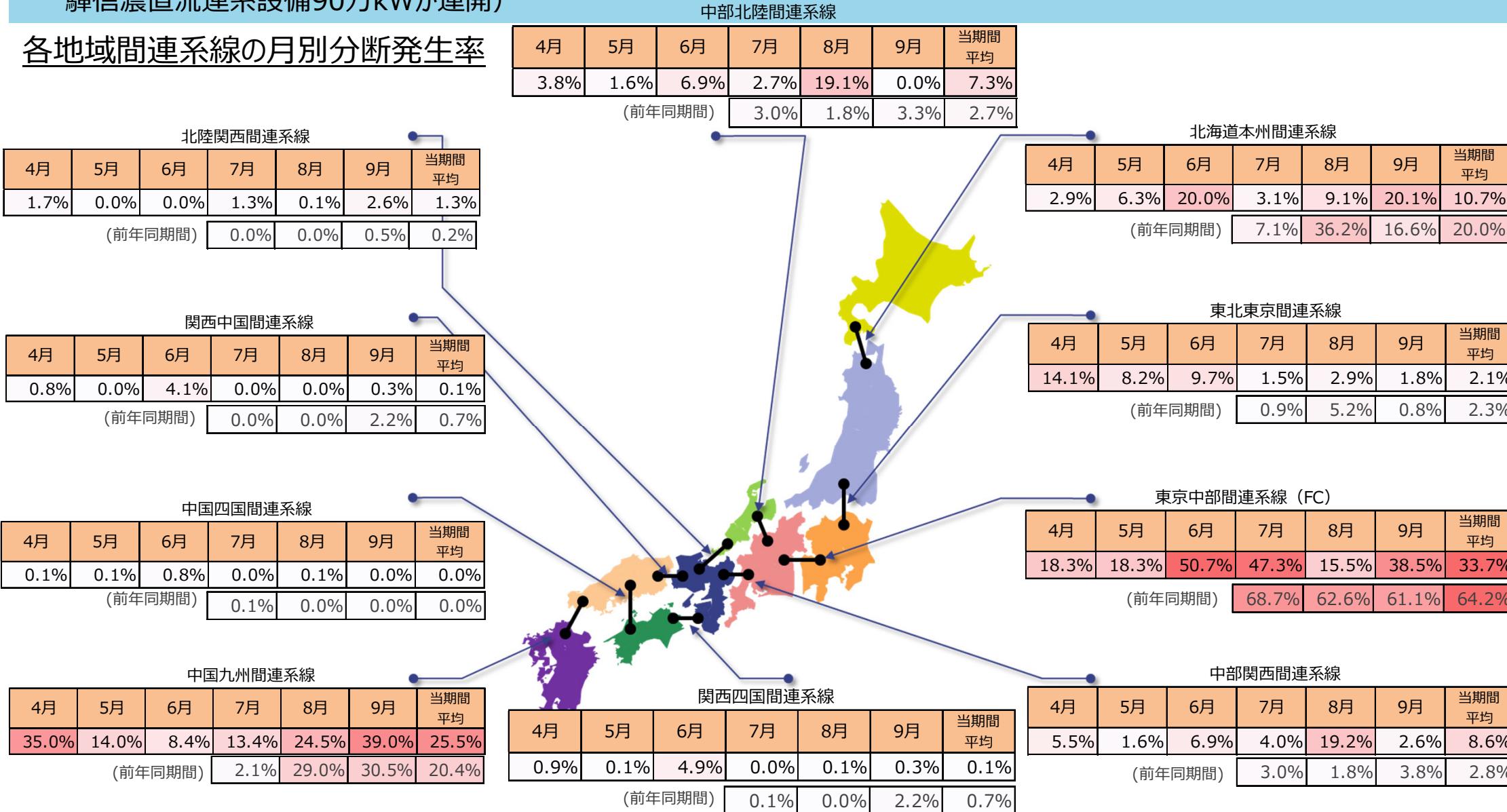
*東西市場間値差：東京エリアと中部エリアのエリアプライスの値差 (=東京エリア価格 - 中部エリア価格)

2021年7月
～9月期

各地域間のスポット市場分断状況

- 各地域間の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）」を除き、概ね同程度であった。
- 東京中部連系線(FC)は、120万kW⇒210万kWに増強され、分断率は平均33.7%と大幅に減少した。（2021年3月31日：飛驒信濃直流連系設備90万kWが運開）

各地域間連系線の月別分断発生率

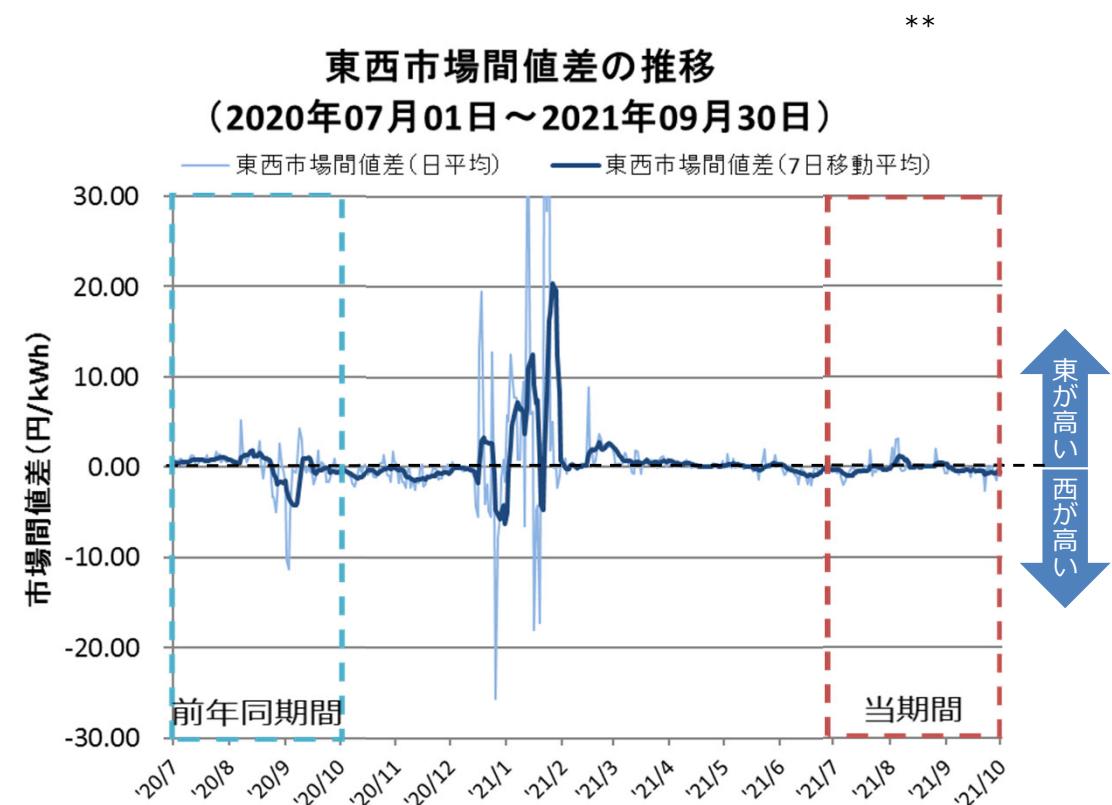
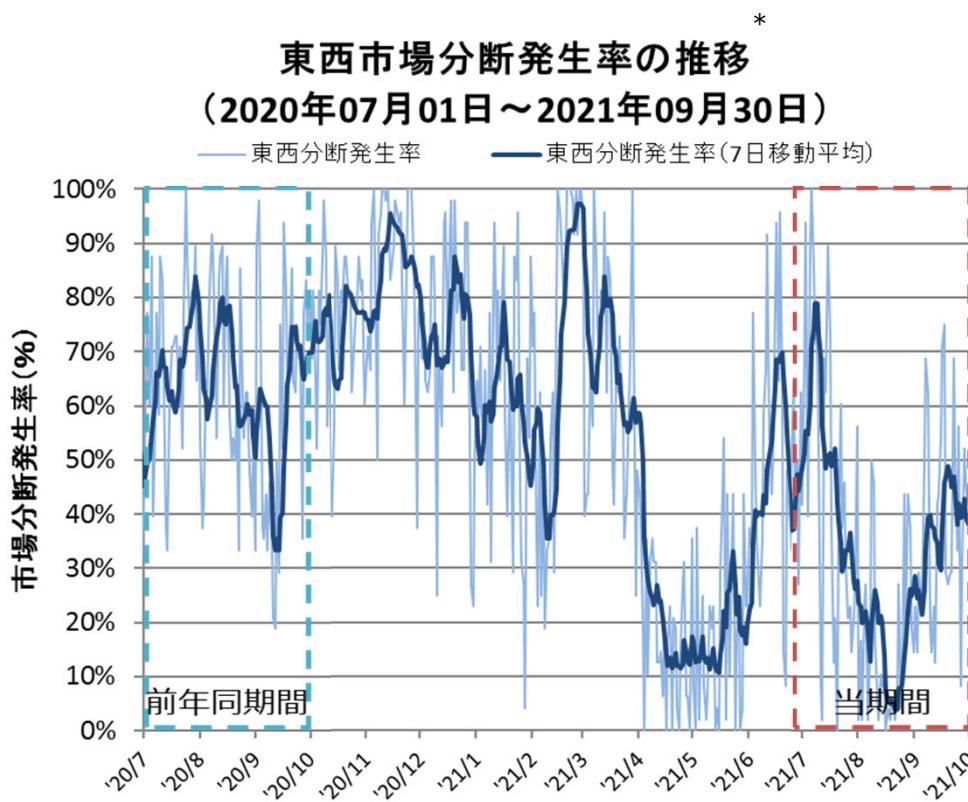


※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。

※ 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0.21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3.18円/kWh、西の価格が高い日については2.71円/kWhであった。



*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

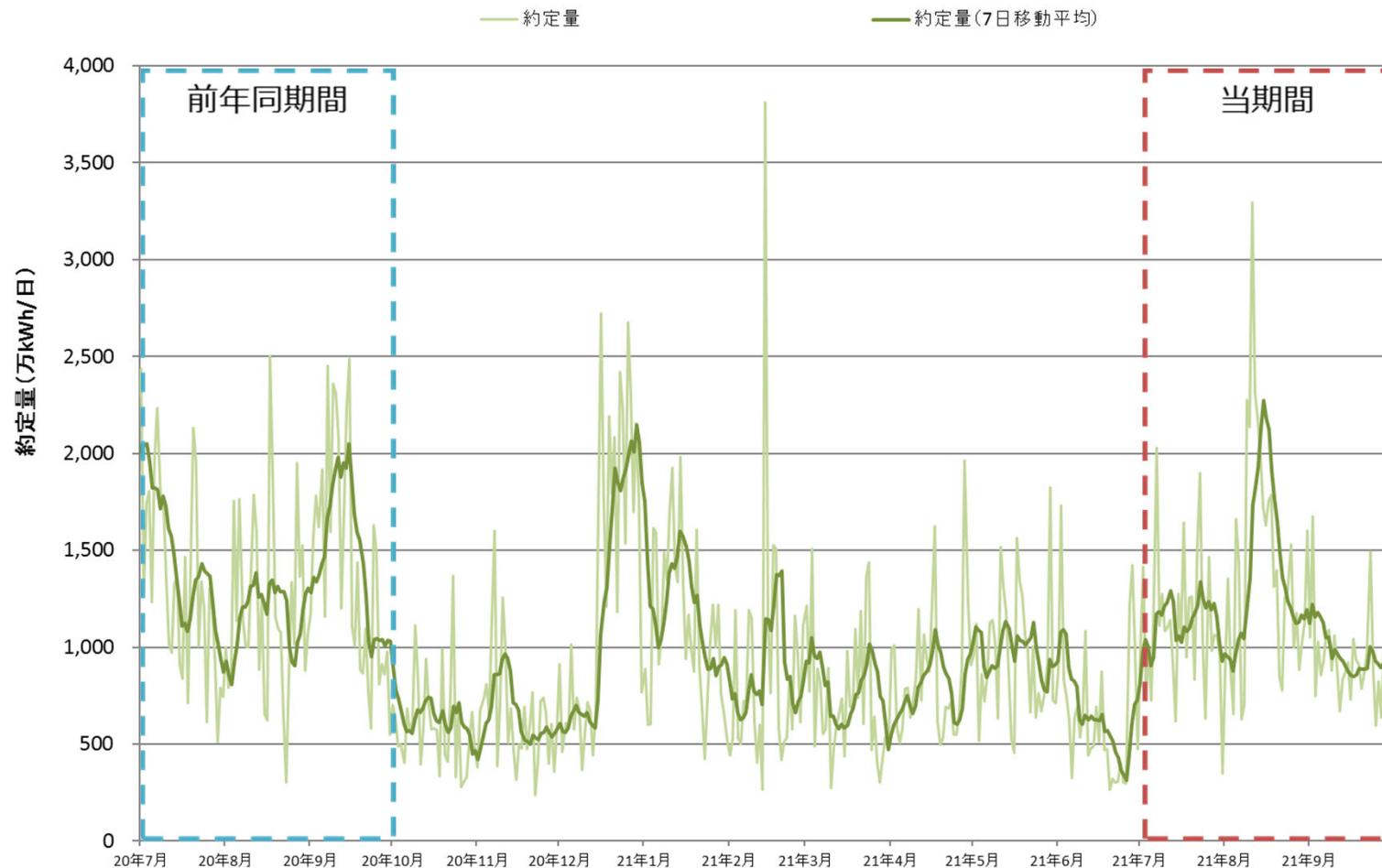
**東西市場間値差：東京エリアと中部エリアのエリープライスの値差（＝東京エリア価格 - 中部エリア価格）。平均値は、絶対値ではなく、正負それぞれの値差データから算出。

2021年7月
～9月期

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、10.7億kWhであった。
- 前年同時期対比は0.9倍となっている。

時間前市場 約定量の推移
(2020年7月1日～2021年9月30日)



主要データ

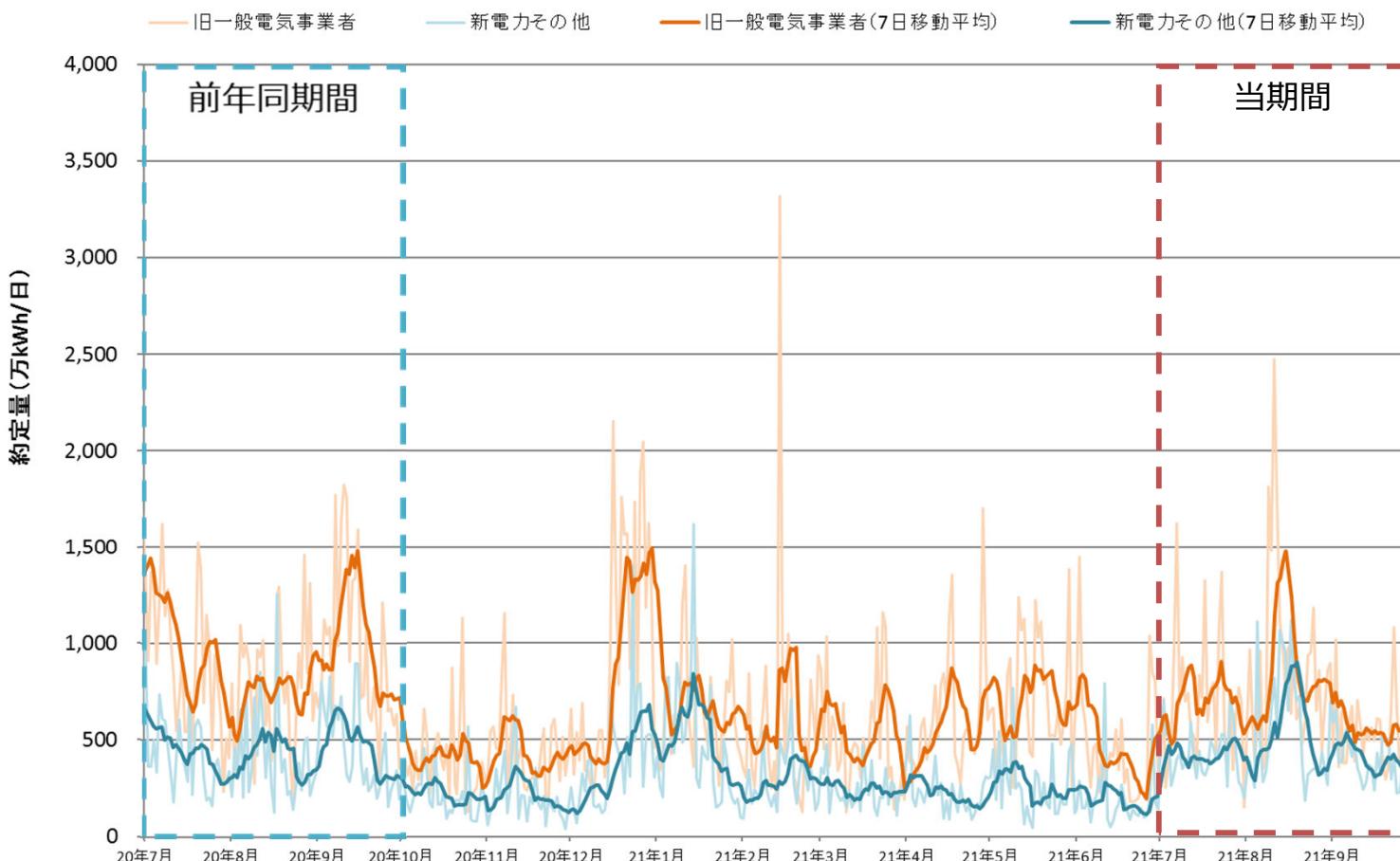
約定量 (2021年7月～2021年9月)
10.7 億kWh
約定量の前年同時期対比 (対2020年7月～2020年9月)
0.9 倍

2021年7月
～9月期

事業者区別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6.5億kWh、新電力その他の事業者は4.2億kWhであった。
- 時間前市場の売り約定量の61%が、旧一般電気事業者によるものとなっている。前年同時期の67%から減少した。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が0.8倍、新電力その他の事業者は1.0倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2020年7月1日～2021年9月30日)

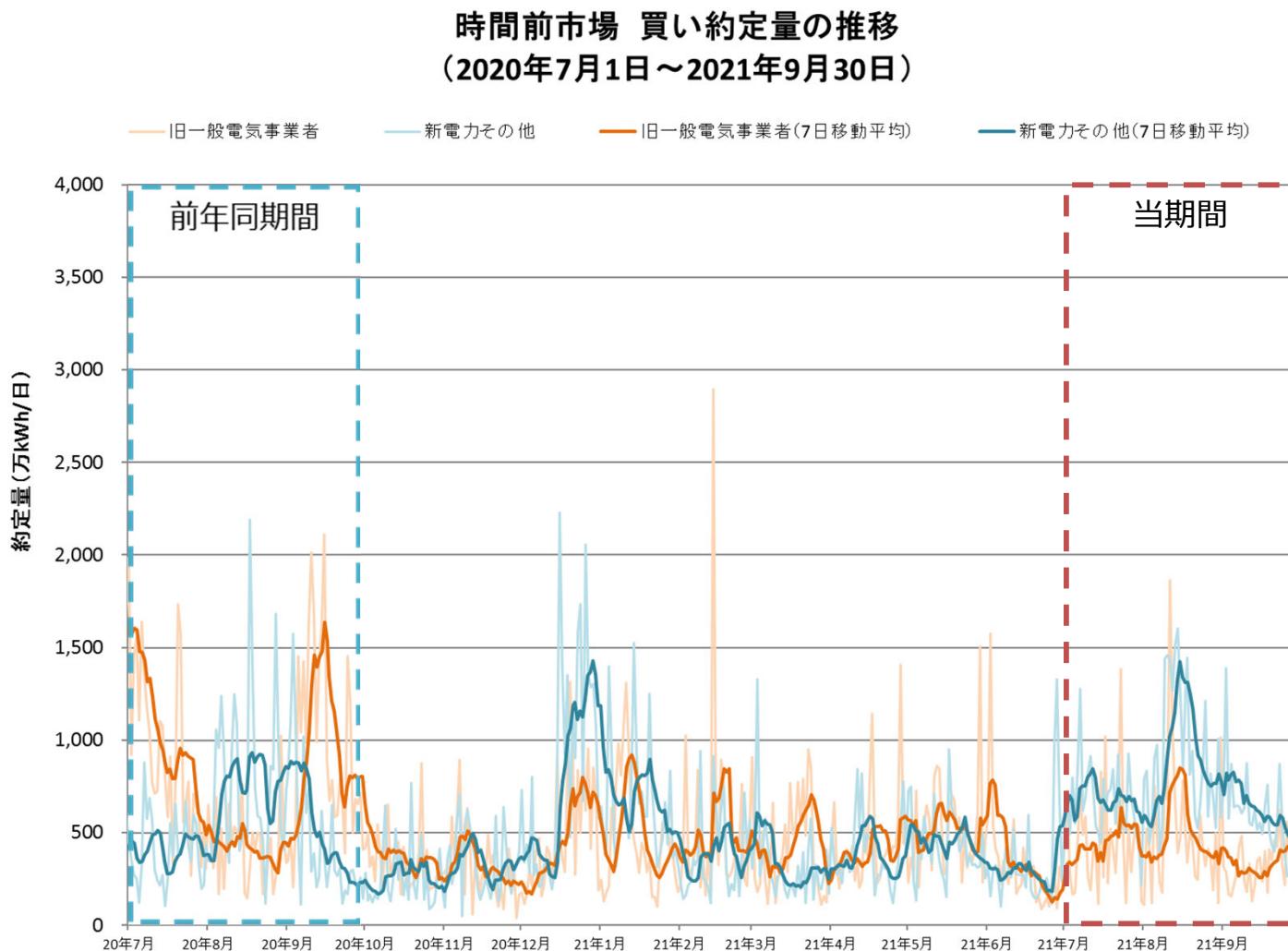


主要データ

旧一般電気事業者による 売り約定量 (2021年7月～2021年9月) 6.5 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2020年7月～2020年9月) 0.8 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2021年7月～2021年9月) 4.2 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2020年7月～2020年9月) 1.0 倍

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4.0億kWh、新電力その他の事業者は6.7億kWhであった。
- 時間前市場の買い約定量の37%が、旧一般電気事業者によるものとなっている。前年同時期の59%から減少した。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が0.6倍、新電力その他の事業者は1.3倍となっている。



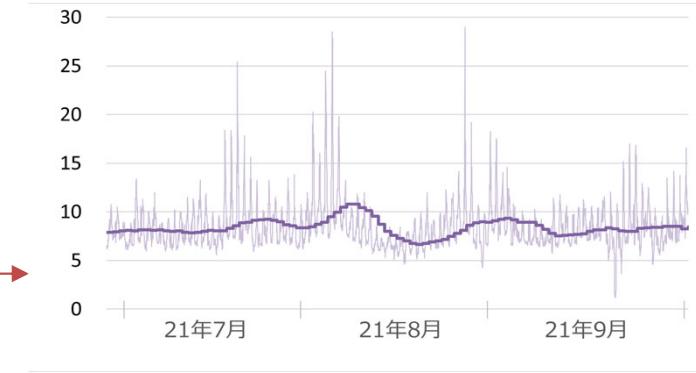
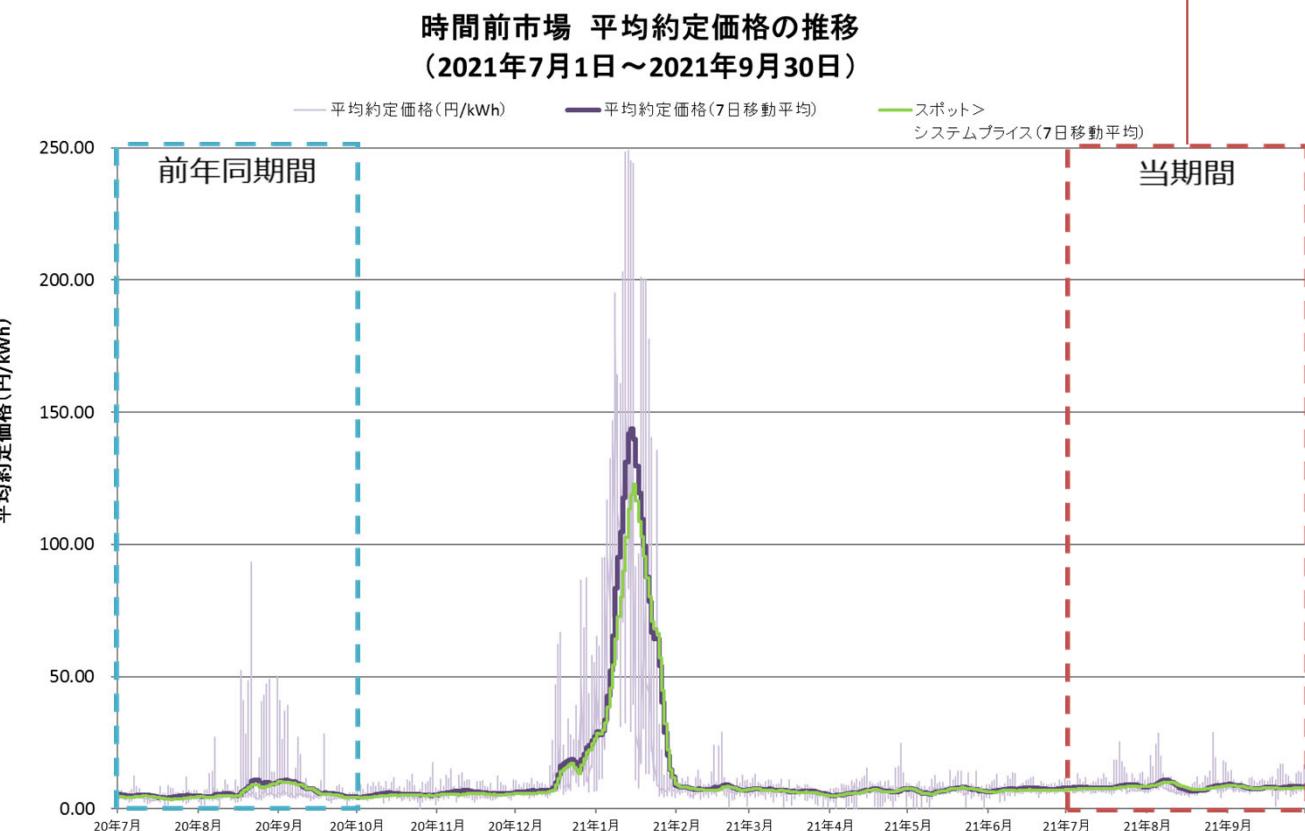
主要データ

旧一般電気事業者による 買い約定量 (2021年7月～2021年9月)
4.0 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2020年7月～2020年9月)
0.6 倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2021年7月～2021年9月)
6.7 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2020年7月～2020年9月)
1.3 倍

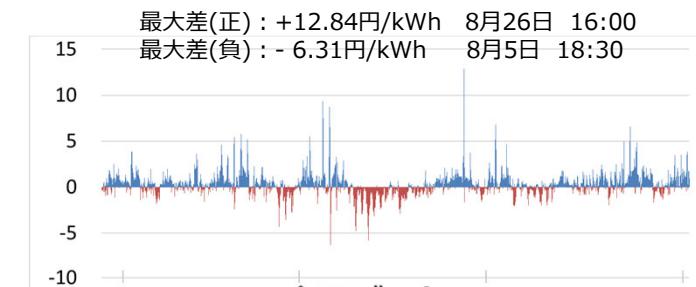
2021年7月
～9月期

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、8.4円/kWhであった。前年同期間の平均6.4円/kWhと比べて上昇した。当期間内においては、システムプライスを平均0.2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)



主要データ

	当期間	前年 同期間	差分
時間前市場 平均約定価格	8.4	6.4	+2.0
(参考) スポット市場 平均システムプライス	8.2	5.9	+2.3
最高値	29.0	93.5	-64.5
最低値	1.2	0.3	+0.8

最高値 : 8月26日 16:30
最低値 : 9月19日 9:30

先渡市場取引における約定量・入札量の概況

- 2021年7～9月における先渡市場の約定実績は14,770MWhであった。
- なお、電力先物市場について、当四半期の約定実績はTOCOMが376,300MWh、EEXは1,464,192MWh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	14,770	4,330	360	10,080	0	0	5,310
	東京	11,850	1,770	0	10,080	0	0	636
	関西	2,920	2,560	360	0	0	0	4,674
売り入札	合計	2,108,218	235,320	219,610	843,192	810,096	0	7,383,184
	東京	610,898	107,000	15,450	419,832	68,616	0	870,158
	関西	1,497,320	128,320	204,160	423,360	741,480	0	6,513,026
買い入札	合計	7,503,542	457,050	1,173,860	1,599,696	4,272,936	0	5,647,622
	東京	1,112,908	227,020	17,400	791,448	77,040	0	74,528
	関西	6,390,634	230,030	1,156,460	808,248	4,195,896	0	5,573,094

(参考) 他市場との約定量に関する比較

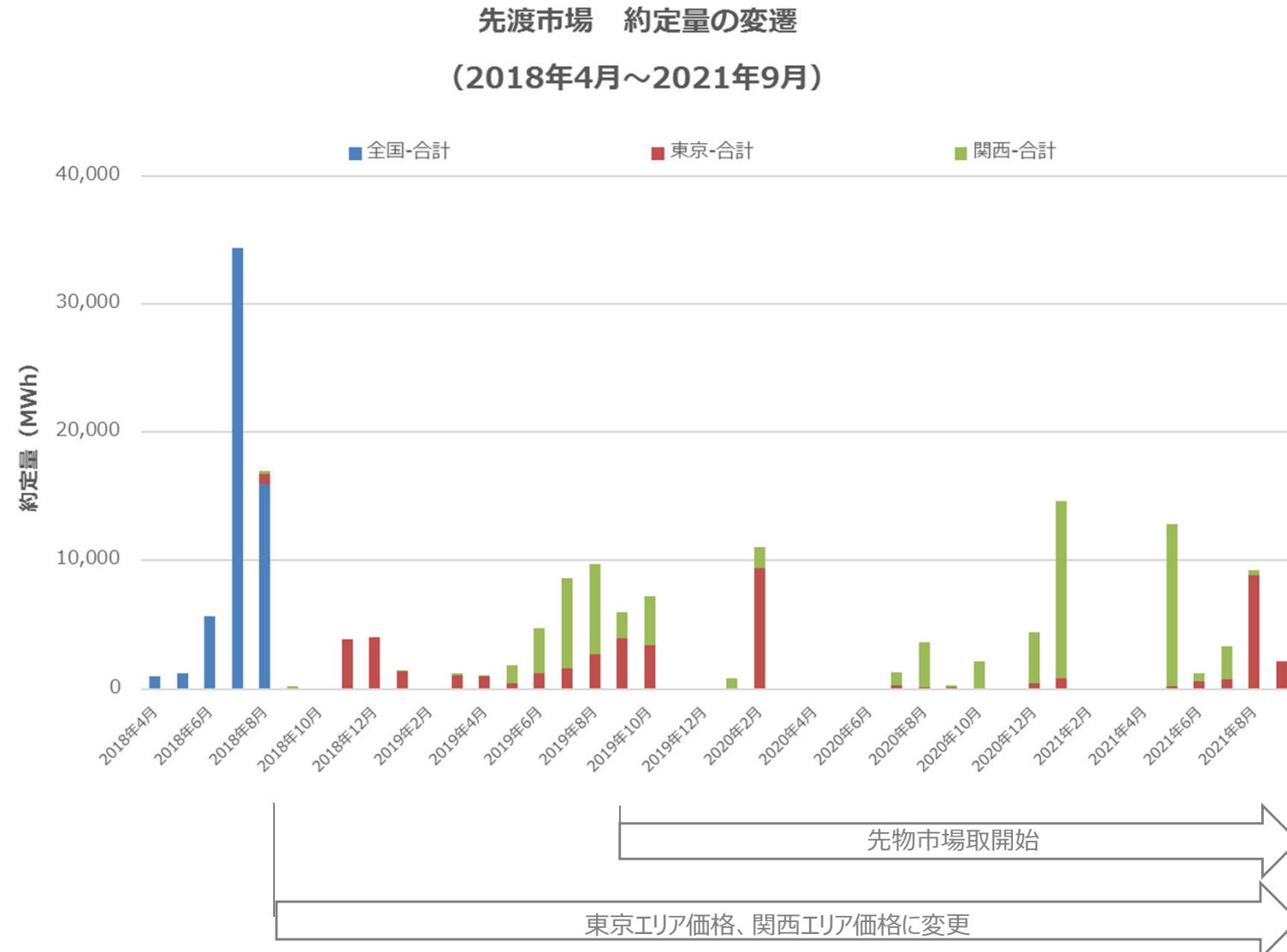
(単位: MWh)

項目	先渡市場	先物市場		BL市場
		TOCOM	EEX	
当四半期約定分 (2021年 7月～9月)	14,770	376,300	1,464,192	1,139,676
(参考) 前年同四半期約定分 (2020年 7月～9月)	5,310 (2020年7月 ～2020年9月)	131,466 (2020年7月 ～2020年9月)	100,764 (2020年7月 ～2020年9月)	1,924,572

※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

- 先渡市場における約定量については、東京エリアにおいて足下の7～9月期商品の約定が多くみられた。
- 本四半期において、2022年1～3月商品の約定件数は1件にとどまった。

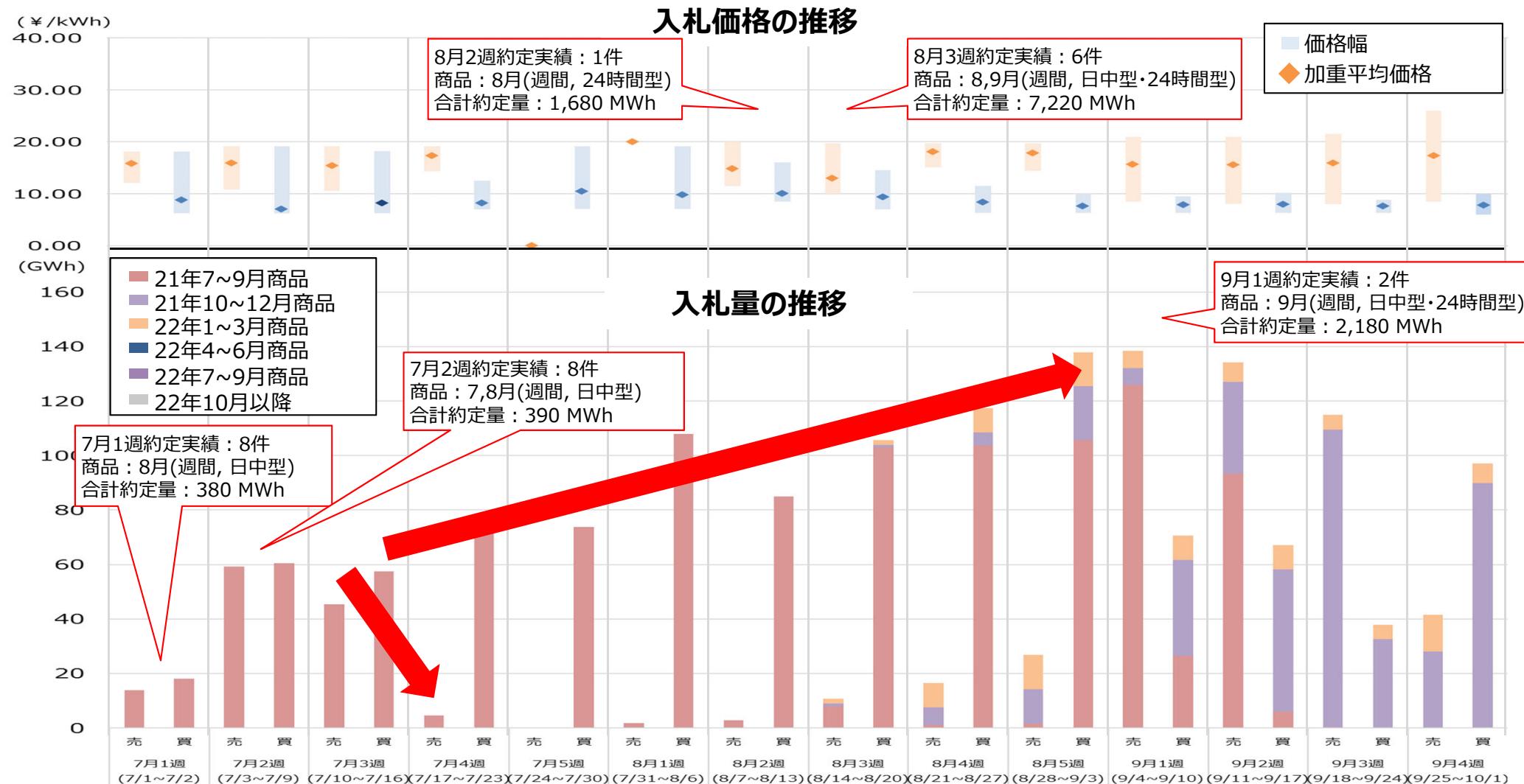


※ 各商品の約定量をkWhに換算し（24時間商品：祝日含む全日数×24時間、昼間商品：祝日除く日数×10時間）、約定月別に集計。

先渡市場取引における売買価格・量（東京商品）

- 7月4週目から8月5週目にかけて、買い入札量が増加する一方、売り入札量は大きく減少した。
- 8月3週目以降、2022年1～3月商品が16円台後半から26円で売りに出されていたものの、約定は1件もみられなかった。

先渡市場取引における入札量・約定期の推移

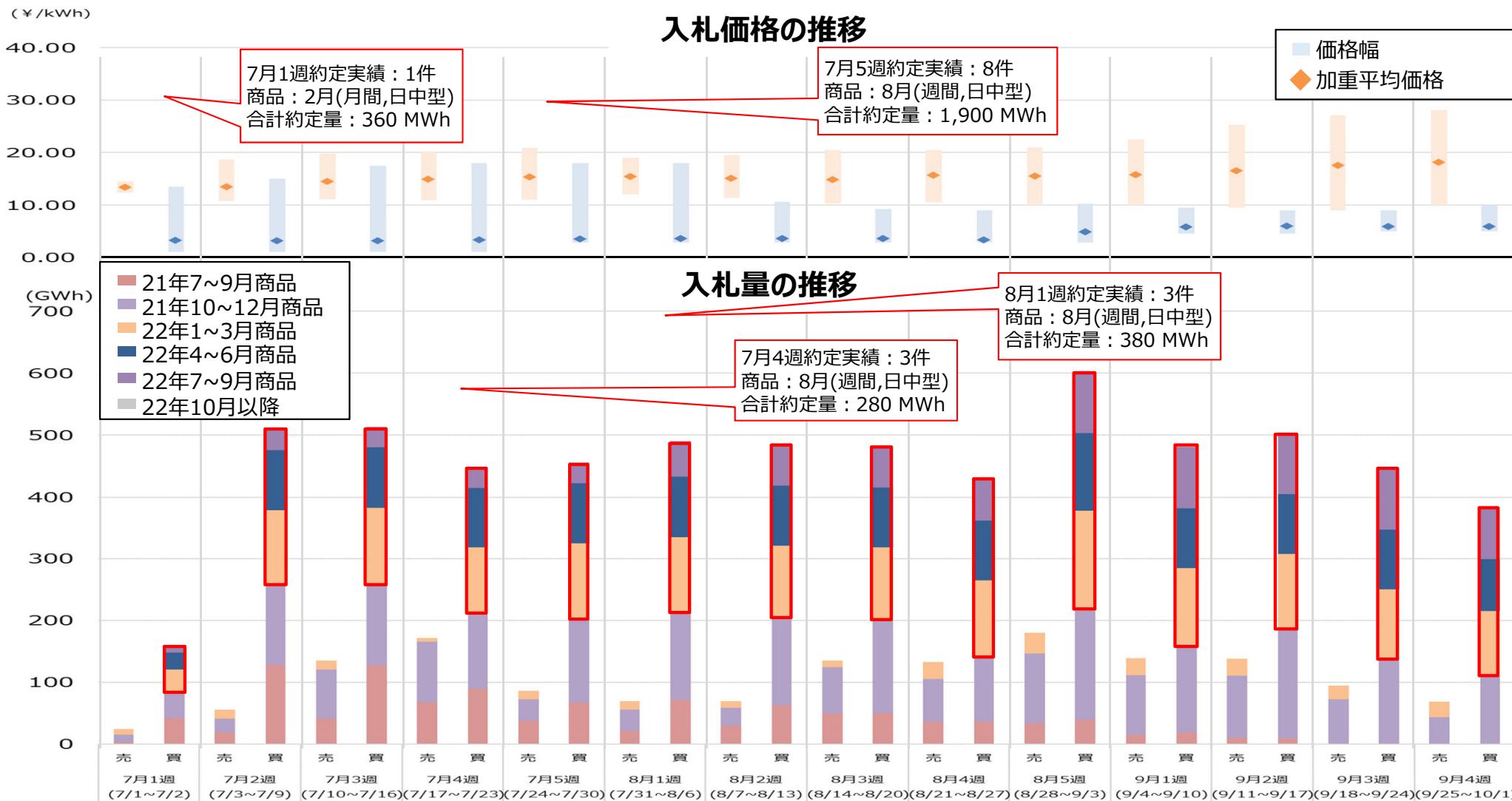


※ 加重平均価格は、入札価格を入札量で重みづけして計算。商品区分は月間・週間商品ともに受け渡し終了日を基準に分類。

先渡市場取引における売買価格・量（関西商品）

- 本四半期において、2022年受け渡し商品の買い入札が多く出された。
- 2022年1～3月商品が13円台半ばから28円で売りに出されていたものの、約定は1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



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
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営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

◆ 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

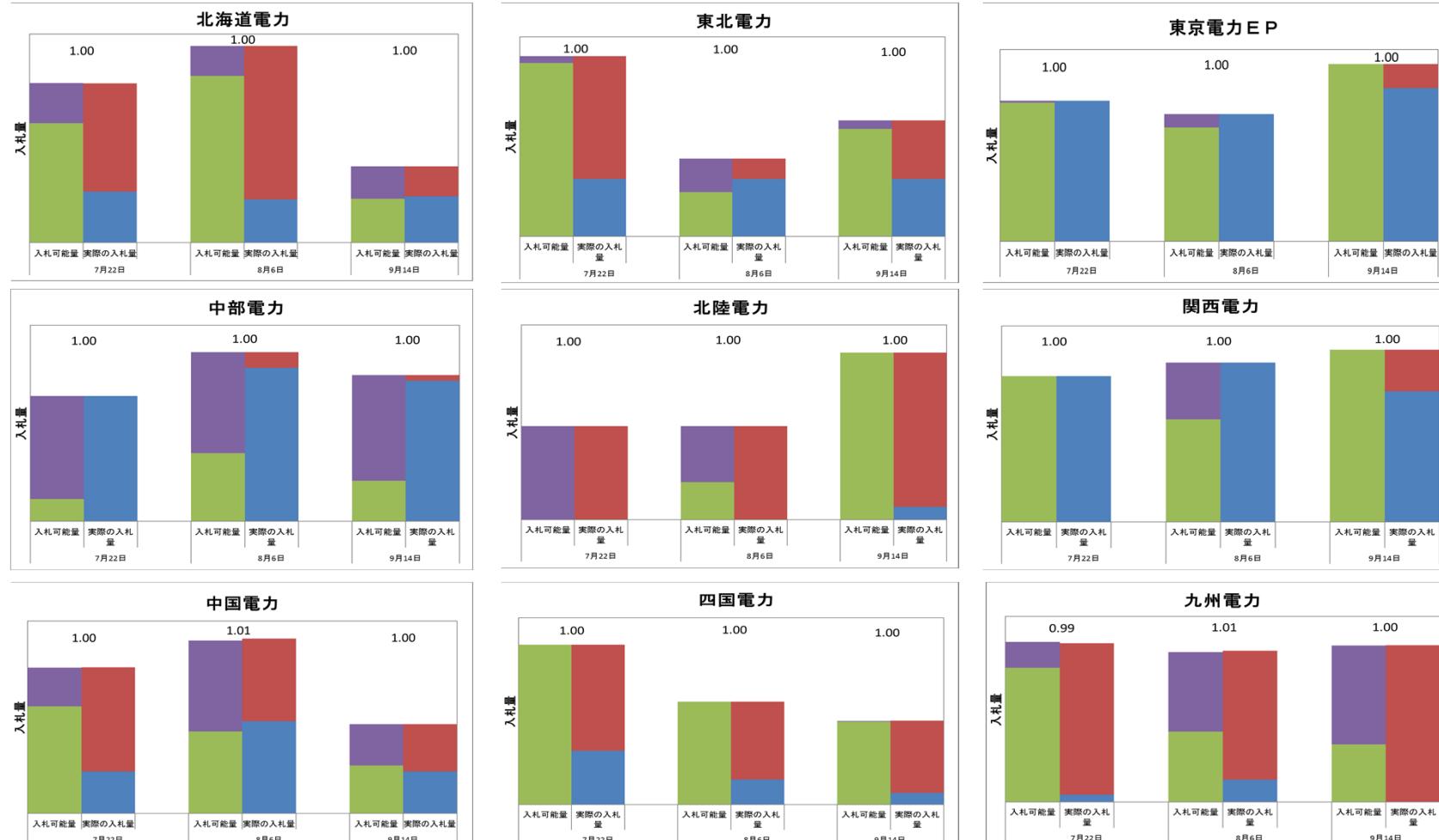
余剰電力の取引所への供出：入札可能量と実際の入札量

- 特定日3日間(7月22日「スポット価格高騰日」、8月6日「高騰日」、9月14日「通常日」)においては、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。なお、九州電力においては、7/22の供出量が入札可能量の99%となっているが、これは、同社が10MW単位で丸めて入札を行っているため、端数処理の結果、差分が生じたものとの説明があった。

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：7月22日、8月6日、9月14日)

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



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。

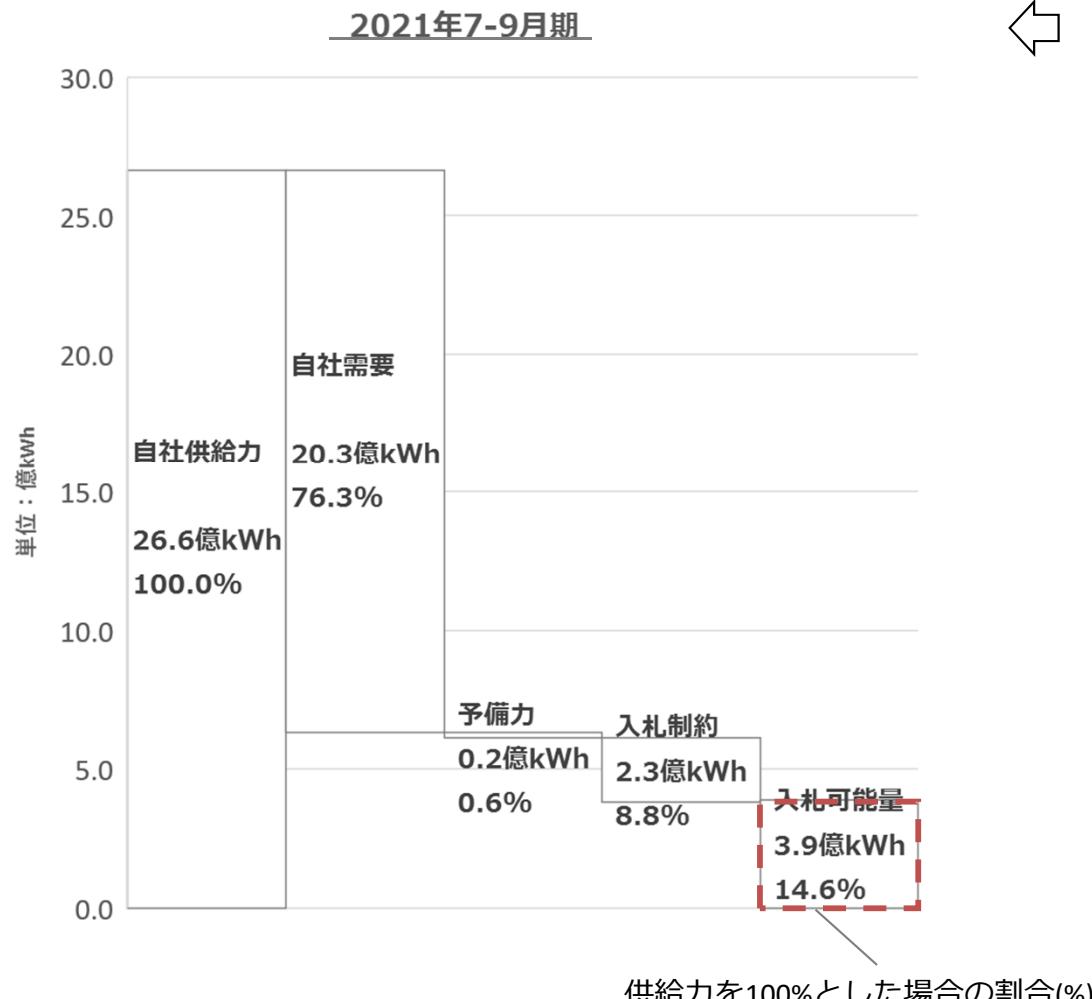
※ 入札可能量が計算上マイナスとなる場合は、入札可能量は0としている。買い戻し想定量は、実際の入札量が入札可能量を超過しているコマでの超過分の総量としている。

※ 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。

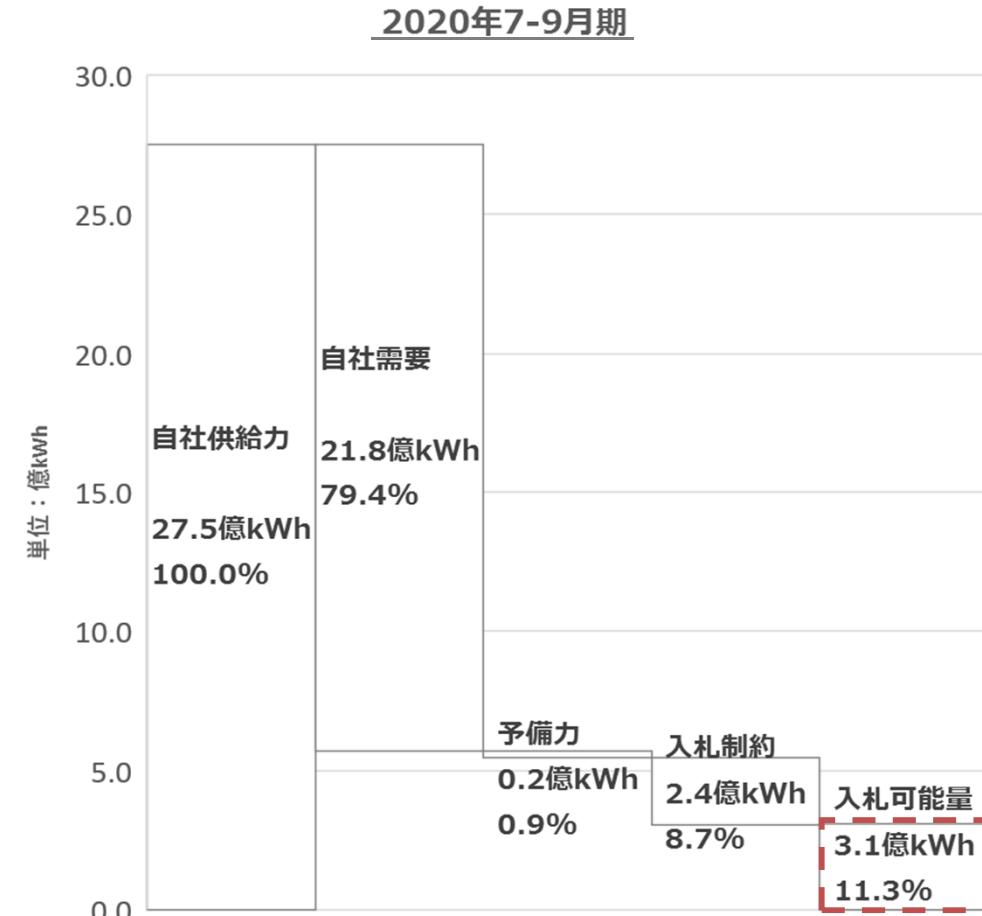
余剰電力の取引所への供出：供給力に対する入札可能量の状況

- 前年同期間と比較して、特定日 3 日間における入札可能量が増加した（量については3.1億kWhから3.9億kWhへ増加、比率については11.3%から14.6%へ増加）

当期間の特定日における供給力、入札可能量



(参考) 前年同期間の特定日における供給力、入札可能量



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

※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（2020年：7/29、8/20、9/10 2021年：7/22、8/6、9/14）。

余剰電力の取引所への供出：入札制約の内訳

- 燃料制約量は、前四半期とほぼ同程度で推移。

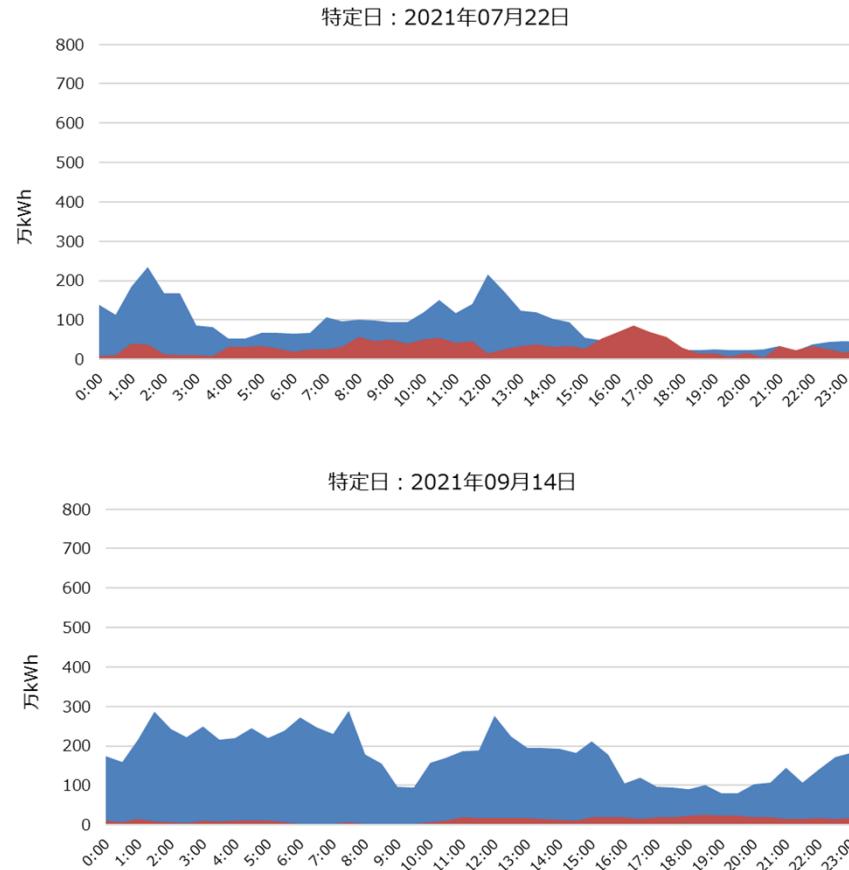
	日平均 単位：億kWh (制約合計に占める割合 単位：%)				
	2020年 7月～9月期	2020年 10月～12月期	2021年 1月～3月期	2021年 4月～6月期	2021年 7月～9月期
段差制約	0.23 (9%)	0.08 (3%)	0.06 (2%)	0.09 (4%)	0.15 (7%)
揚水運用	1.84 (77%)	1.68 (68%)	1.65 (70%)	1.76 (80%)	1.89 (81%)
燃料制約	0.26 (11%)	0.68 (28%)	0.58 (25%)	0.26 (12%)	0.21 (9%)
緊急設置電源	0.00 (0%)	0.00 (0%)	0.00 (0%)	0.04 (2%)	0.02 (1%)
供給力変動リスク	0.00 (0%)	0.00 (0%)	0.04 (2%)	0.00 (0%)	0.00 (0%)
公害防止協定	0.00 (0%)	0.00 (0%)	0.00 (0%)	0.00 (0%)	0.00 (0%)
ブロック入札	0.00 (0%)	0.00 (0%)	0.00 (0%)	0.00 (0%)	0.00 (0%)
その他	0.06 (3%)	0.03 (1%)	0.02 (1%)	0.06 (3%)	0.05 (2%)
制約_合計	2.39 (100%)	2.47 (100%)	2.34 (100%)	2.20 (100%)	2.34 (100%)

- 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。四半期毎に、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。
 *2020年7～9月：7/29、8/20、9/10 2020年10～12月：10/30、11/19、12/26 2021年1～3月：1/15、2/18、3/30 2021年4～6月：4/28、5/24、6/17 2021年7～9月：7/22、8/6、9/14

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(7月22日、8月6日、9月14日)について、旧一電各社が見積もった入札可能量と約定量について分析した。
- 価格高騰日である7月22日は、スポット市場と同様各社の入札可能量は低い水準であったが、午前中から夕方時間帯まで一定の約定が見られた。

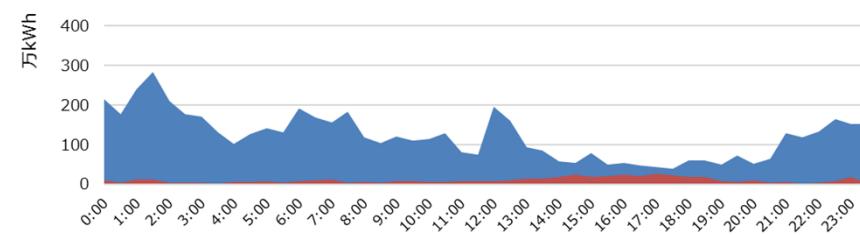
特定日における入札可能量と時間前市場約定量



入札可能量

時間前市場約定量

特定日 : 2021年08月06日



主要データ

入札可能量と約定量の最小差
(2021年7月22日 17時コマ)

-40万kWh ※

入札可能量と約定量の最小差
(2021年8月6日 17時コマ)

16万kWh

入札可能量と約定量の最小差
(2021年9月14日 19時半コマ)

57万kWh

※ 前日17時からゲートクローズまでの時間帯に、供給力、制約量、自社需要の増減により入札可能量が増減するため、入札可能量と約定量の最小差は負となることがある。当四半期の当該コマにおいては、揚水発電の増加、制約の減少、作業停止中ユニットの復旧等による供給力の増加が変動理由として報告された。

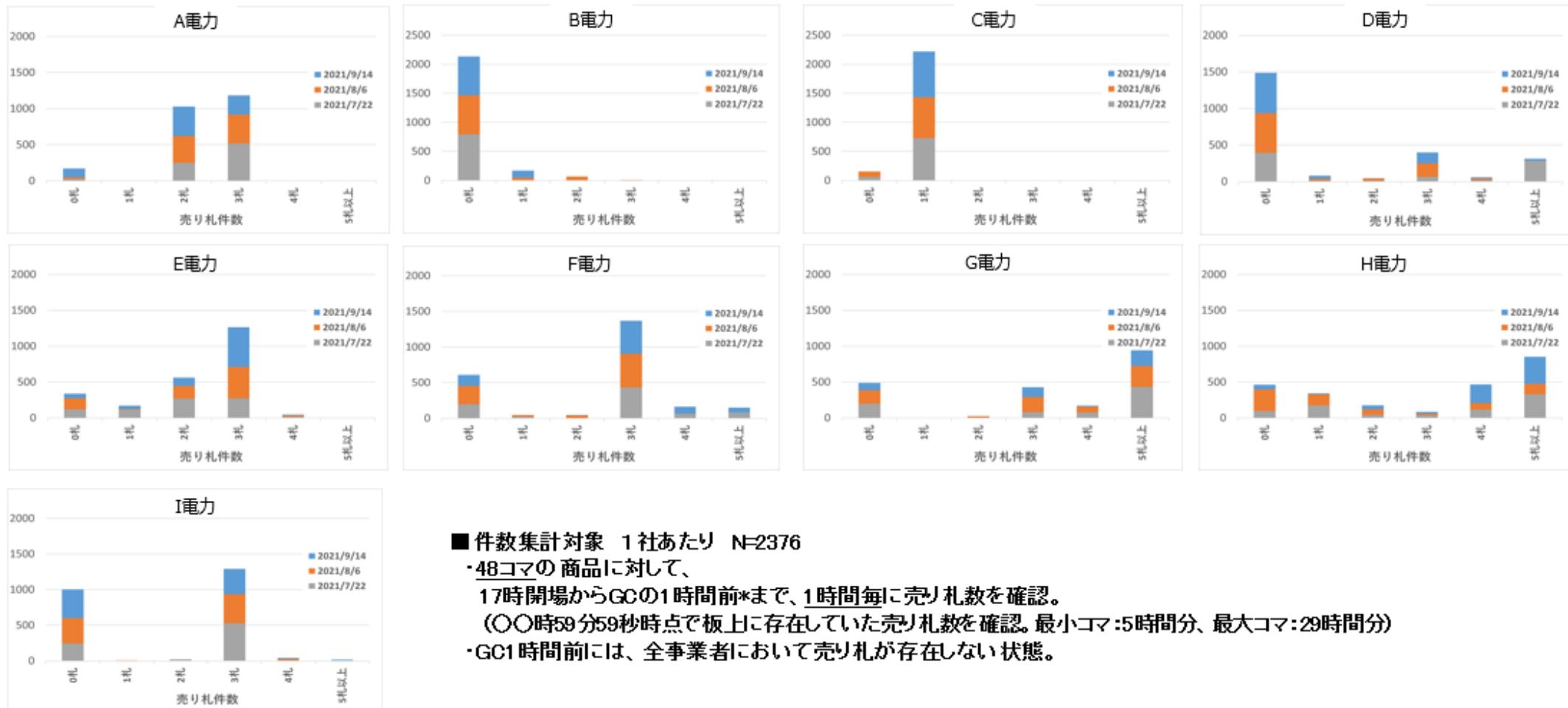
※ 入札可能量は、前日17時時点における入札制約等を除いた沖縄を除く旧一般電気事業者9社から報告を受けた余剰量（見積り）より算出。

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線マージ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、旧一般電気事業者各社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(7月22日、8月6日、9月14日)における、旧一般電気事業者9社の売り札件数を確認。
- 各社に売り札件数に関する取り組みの検討状況を確認したところ、3札入札に向けてC社においてはシステム改修の対応を実施、B社においては引き続き改修を検討しているとの回答があった。

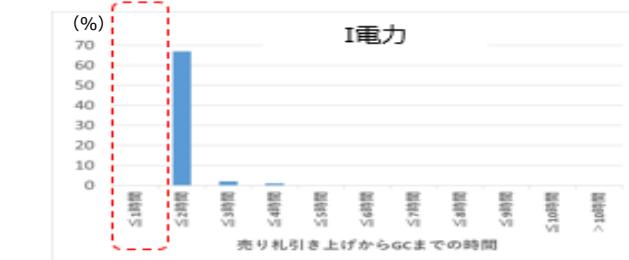
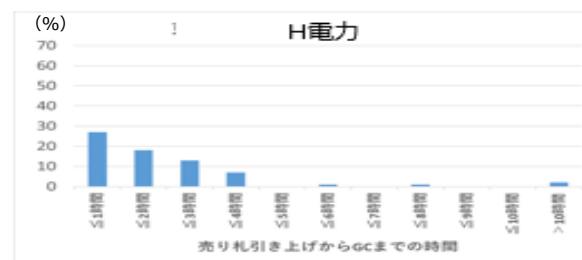
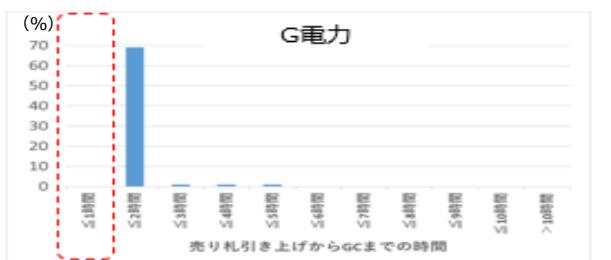
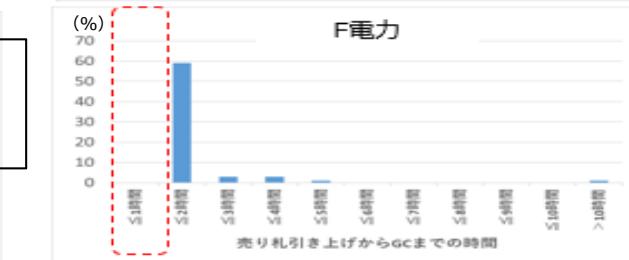
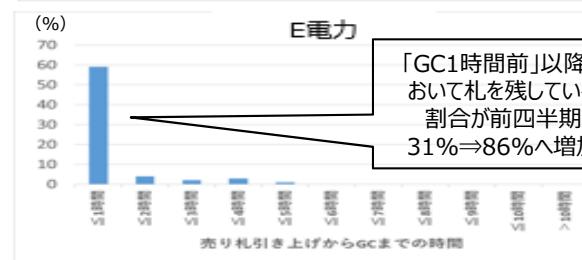
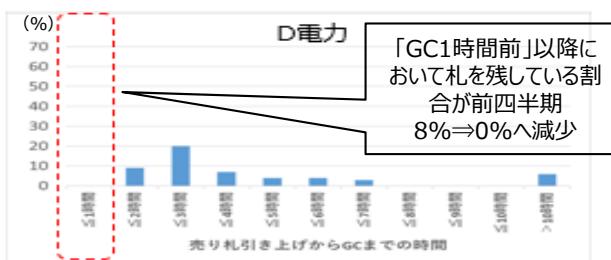
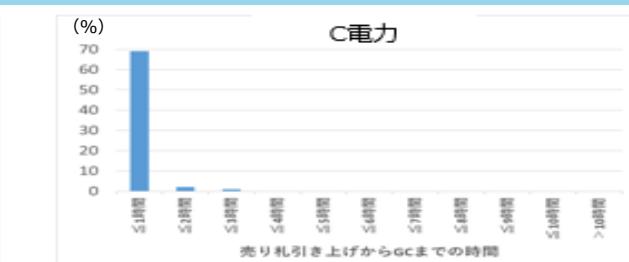


旧一電の売り札引き上げ状況 (GCまでの残時間別 件数分布)

- 特定日3日間(7月22日、8月6日、9月14日)計72コマ※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。

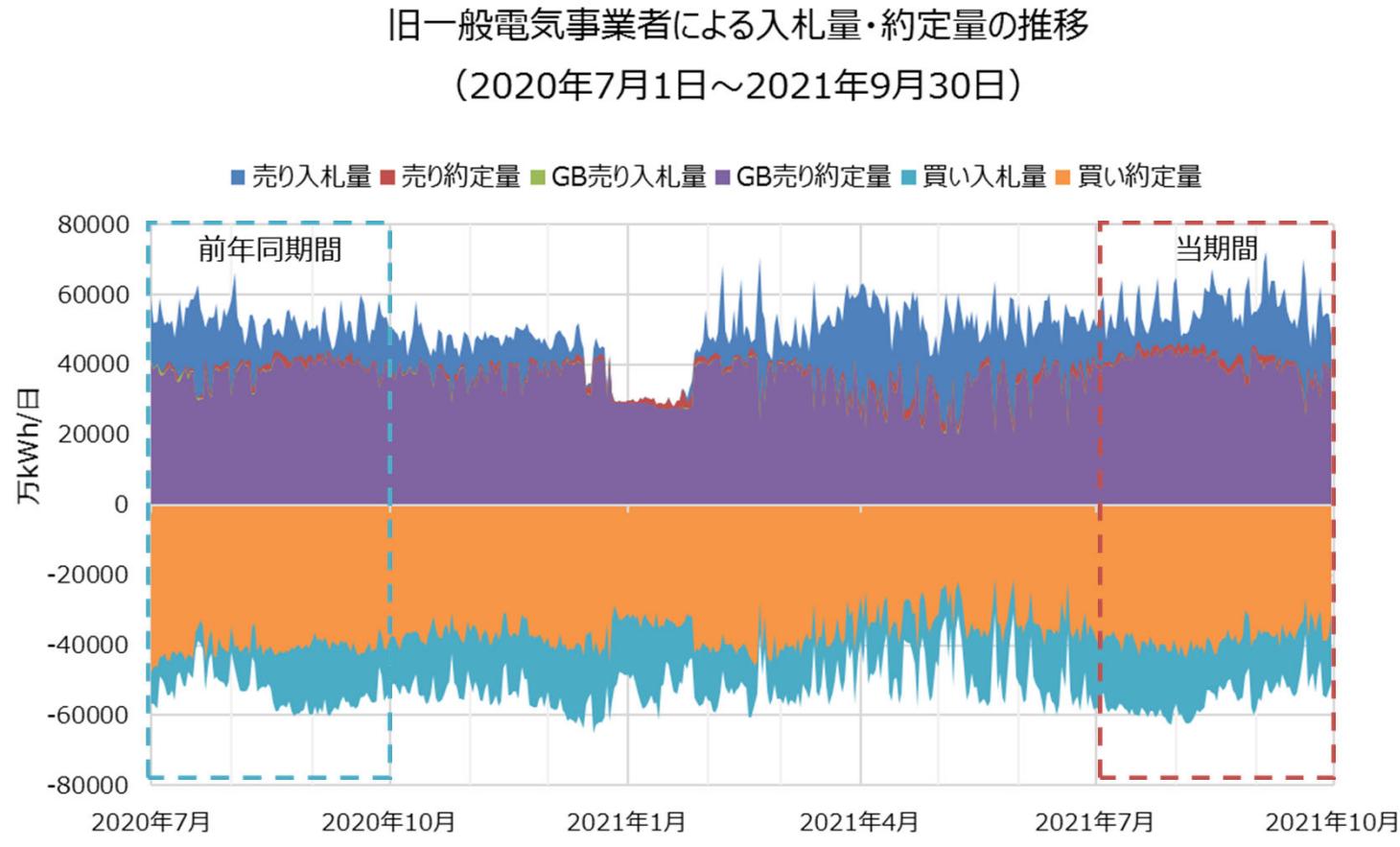
※〇〇時59分59秒時点で板上に存在していた売り札数を確認。それ以降に売り札が0件となる時刻を引き上げ時刻として、GCまでの時間を算出した。「00分」コマ(01:00等)のみを集計対象とし、「30分」コマ(01:30等)は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。

- 「GC1時間前」以降において札を残していない事業者は、4社 (D、F、G、I社) であった。
- A社においては4月からの需給調整市場の開場に伴い、システム対応の必要性が生じたことにより一時的に引き上げ時間を早めていたが、本四半期より改善。
- D社においては現状手作業で売り札の引き上げを行っており、本四半期においては転入者が多かったことから習熟度合いに応じて一時的に引き上げ時間を早めていた。
- E社においては作業時間の見直しを行うことで前四半期よりもさらに引き上げ時間を改善。引き続き各社の見直し状況を確認していくこととした。



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369億kWh、売り約定量は369億kWhであった。



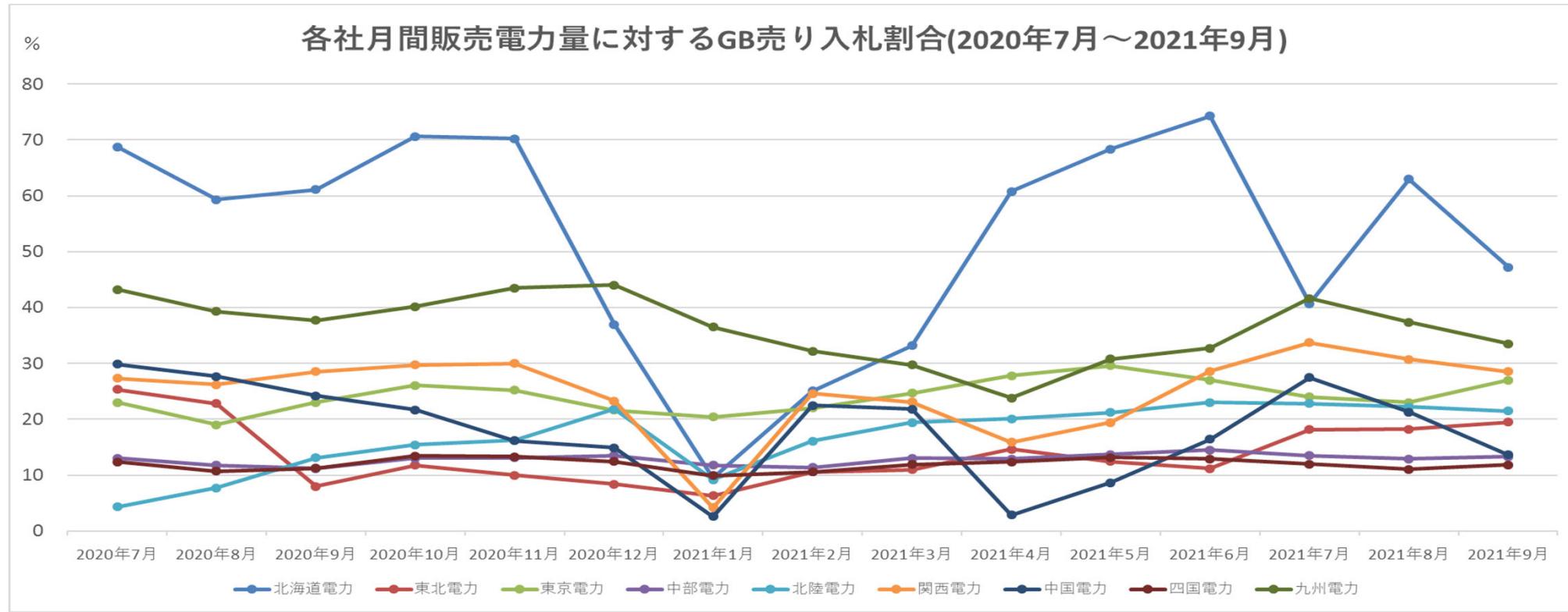
主要データ

旧一般電気事業者による GB売り入札量 (2021年7～9月)	369 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4～6月)	1.2 倍
旧一般電気事業者による GB売り約定量 (2021年7～9月)	369 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4～6月)	1.2 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

- 2021年9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、または、減少している。



	取引量目標	2020年7月	2020年8月	2020年9月	2020年10月	2020年11月	2020年12月	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
北海道電力	H31年度末30%程度	68.8	59.3	61.1	70.6	70.2	37.0	9.5	25.1	33.2	60.8	68.4	74.3	40.7	63.0	47.2
東北電力	20%程度	25.4	22.8	8.0	11.8	10.0	8.4	6.3	10.6	10.9	14.6	12.4	11.2	18.1	18.2	19.5
東京電力	H30年度末30%程度	23.0	19.0	23.0	26.1	25.2	21.6	20.4	22.0	24.7	27.8	29.6	27.0	24.0	23.0	27.0
中部電力	10%程度更なる増量	13.0	11.8	11.2	13.0	13.1	13.5	11.8	11.4	13.0	12.9	13.7	14.5	13.5	12.9	13.3
北陸電力	早期に20～30%	4.3	7.7	13.1	15.4	16.2	21.8	9.2	16.1	19.4	20.1	21.2	23.0	22.8	22.2	21.5
関西電力	1年程度を目指す20%程度	27.3	26.2	28.5	29.7	30.0	23.3	4.2	24.6	23.1	15.9	19.4	28.6	33.7	30.7	28.5
中国電力	H30年度内に20%程度	29.9	27.7	24.2	21.7	16.1	14.9	2.6	22.5	21.8	2.9	8.7	16.4	27.5	21.3	13.6
四国電力	H32年度に30%程度	12.4	10.7	11.2	13.4	13.3	12.4	9.9	10.6	11.9	12.4	13.2	12.9	11.9	11.0	11.9
九州電力	開始3年を目指す30%程度	43.2	39.3	37.7	40.2	43.5	44.0	36.5	32.2	29.7	23.8	30.8	32.7	41.6	37.4	33.5

※ 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。

卸電気事業者（電発）の電源の切出し

- 各社とも更なる切出しについては未定となっている。
- 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。

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。

公営電気事業の競争入札等の状況について

- これまで地方公共団体が経営する発電事業の多くは、地方公共団体と一般電気事業者間で長期の随意契約が締結されてきたが、現在、公営電気事業25事業体（発電所数347）のうち、**10事業体が一般競争入札等に移行**している。

公営電気事業設備概要（令和3年4月1日現在）

発電所数：358、出力：約248万kW、年間可能発電電力量：約82億kWh

公営電気事業25事業体中、売電契約の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3年9月30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、みんな電力）	供給中 (内、1箇所は令和4年2月より供給開始)
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
鳥取県	水力発電所2箇所	6,100	一般競争入札	とつり市民電力	供給中 (令和3年4月より供給開始)
	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2箇所※3	7,900	一般競争入札	中国電力	
合計		733,895			

合計件数 : 19件

合計最大出力 : 733,895kW

【水力設備総出力の31.4%】

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。

- ・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、みんな電力）

出所：公営電気事業経営者会議からの提供情報

※1 契約期間が終了したものを除く。

※2 今回の報告より、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、今回の報告より、PFI事業移管電源についても、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。

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、今年度末での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、解消協議を開始し継続中の事例が見られた。

2021年7月以降、地方公共団体からの電力販売契約の解消・見直しについての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を開始し継続中もの】

一電力受給基本契約（複数年長期契約）について、今年度末での期中解約に関する協議の申し入れがあった。これに対し協議に応じることとし、解約補償金を提示したうえで、算定の考え方を説明し協議中。

【既存随意契約を継続するとしたもの】

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。

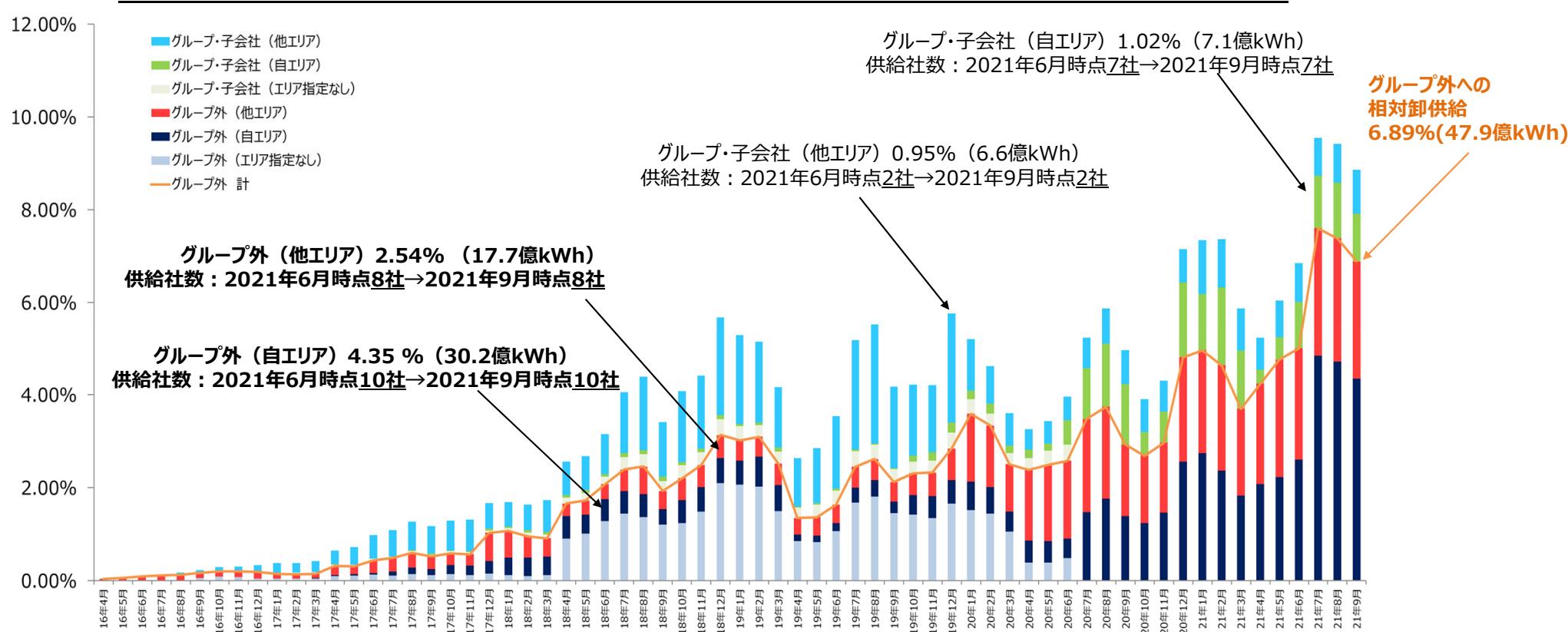
2020年～2021年度の2年間についても受給契約を締結済みであるが、途中解約は、地方公共団体から今後の事業運営の選択肢の一つとして、総合的に検討したいとの発言もあがっている。

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2021年9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、8.86%であった。（61.66億kWh（前年同時期比1.6倍））
- グループ外への相対卸供給6.89%（47.9億kWh）は、新電力需要（151億kWh）の31.7%を占める。
- 総需要に占める常時BU販売電力量の割合は0.5%（3.58億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に通知を行い、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。

電力市場のモニタリング報告

【当四半期報告】

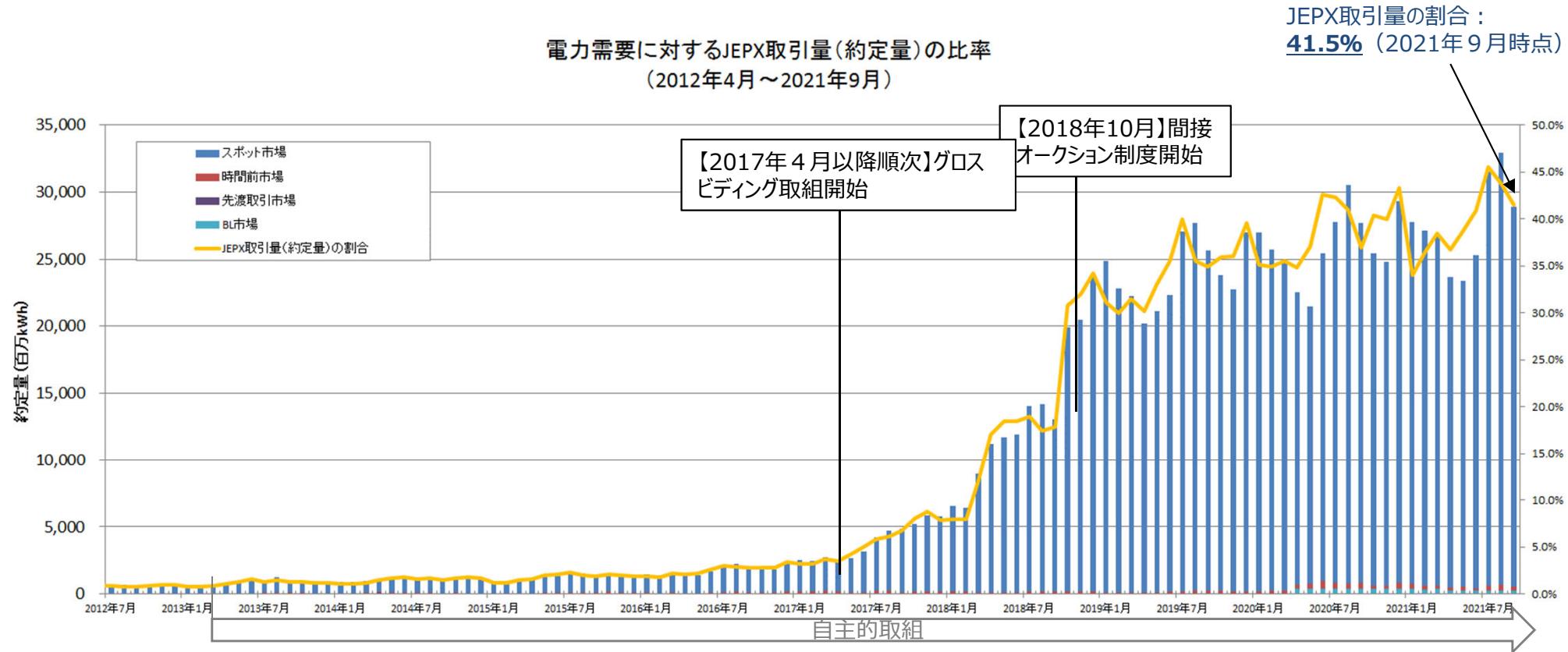
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
 - 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
 - グロス・ビディングの状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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
- ◆ 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

- 2021年9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41.5%であった。
(当期2021年7月～9月合計では43.6%)



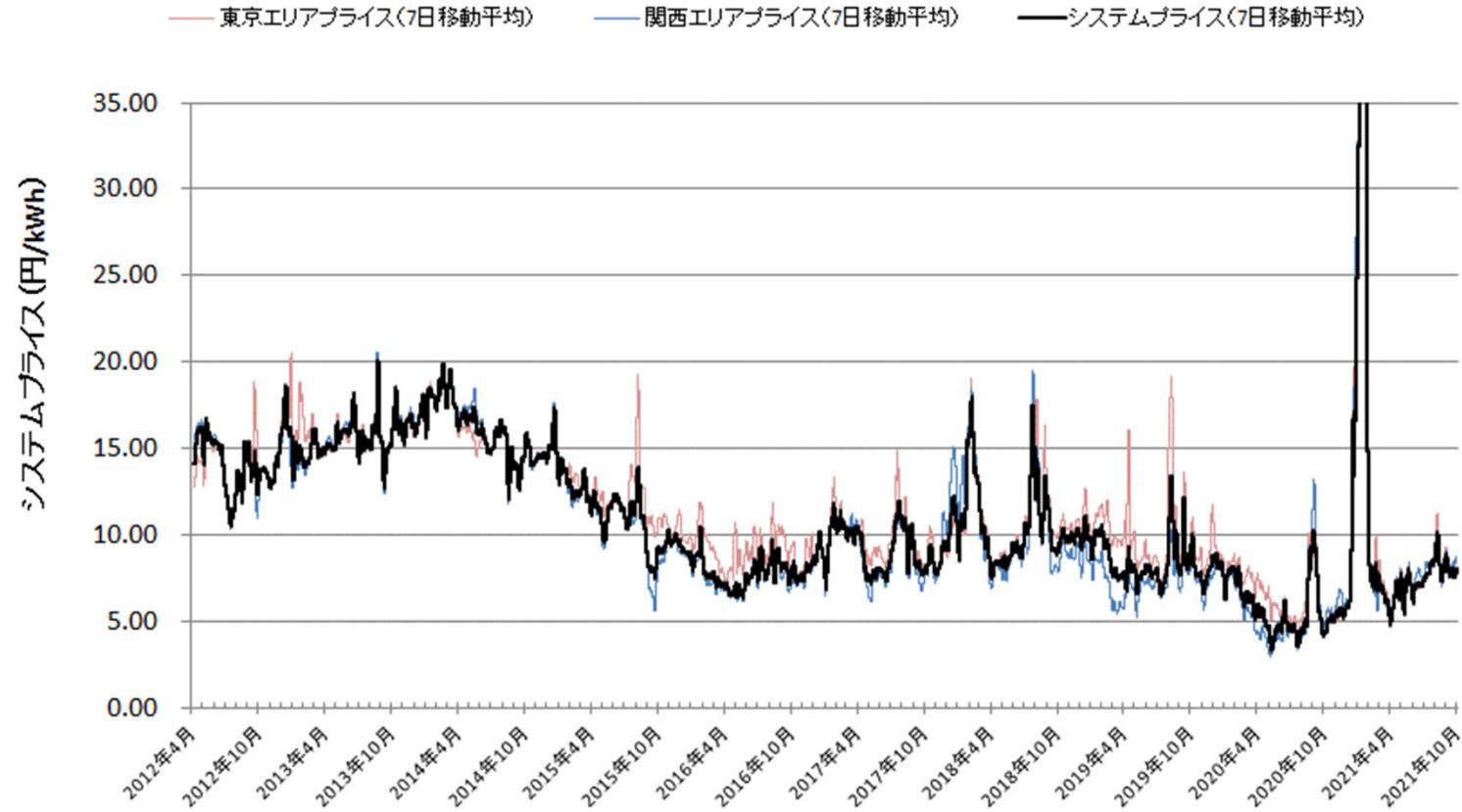
	2012年4月	2013年4月	2014年4月	2015年4月	2016年4月	2017年4月	2018年4月	2019年4月	2020年4月	2021年4月	2021年9月
JEPX取引量の割合	0.7%	1.1%	1.5%	1.6%	2.1%	3.5%	17.1%	30.1%	34.8%	36.7%	41.5%
(内スポット市場の割合)	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.1%	3.2%	16.9%	29.9%	33.8%	36.0%	40.8%
(内時間前市場の割合)	0.001%	0.1%	0.1%	0.1%	0.004%	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.4%
(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

- スポット市場のシステムプライス（7日移動平均）は、当期間で8円程度となった。
- 当四半期においては、例年と比較して東西のエリアプライスの価格差が縮小した。

スポット市場 システムプライスの推移
(2012年4月1日～2021年9月30日)

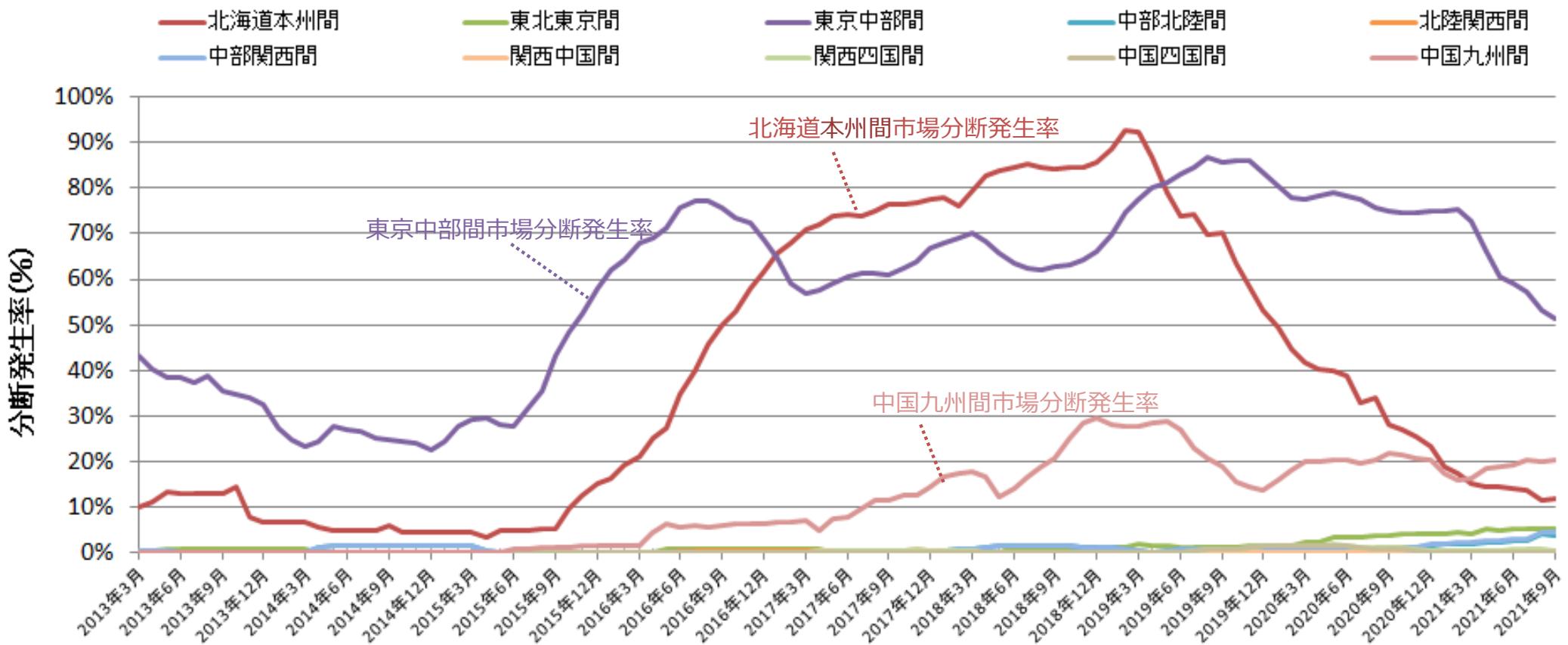


(円/kWh)	2012年度 平均	2013年度 平均	2014年度 平均	2015年度 平均	2016年度 平均	2017年度 平均	2018年度 平均	2019年度 平均	2020年度 平均	当四半期 平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	8.1
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	8.3
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	8.4

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、定常に市場分断が発生している。
- 2021年9月においては北海道本州間連系線の分断率は引き続き減少、東京中部間連系線も、分断率は減少した。

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～2021年9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

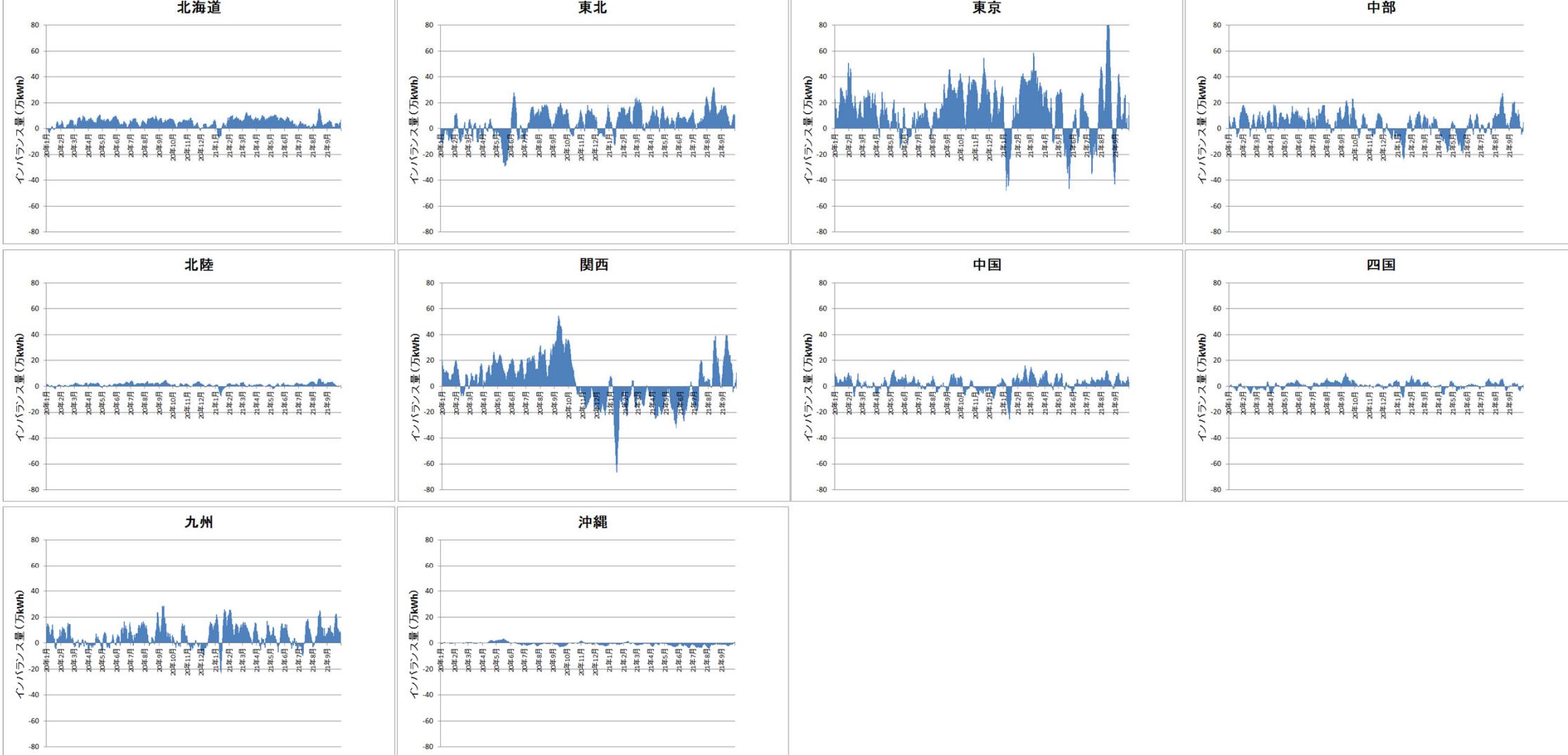
※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

インバランス量の推移

- 各エリアのインバランス量の推移（7日移動平均）は次のとおり。

インバランス量の推移 (2020年1月1日～2021年9月30日)

■ インバランス量 (7日移動平均)



出所：旧一般電気事業者公表のインバランス量の確報値（2021年11月18日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

(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) × α + β

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 : α1 > 1

- ・全国大でのインバランスが余剰の場合 : 0 < α2 < 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) × α + β

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アー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) × α + β + 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) × α + β - 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・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)

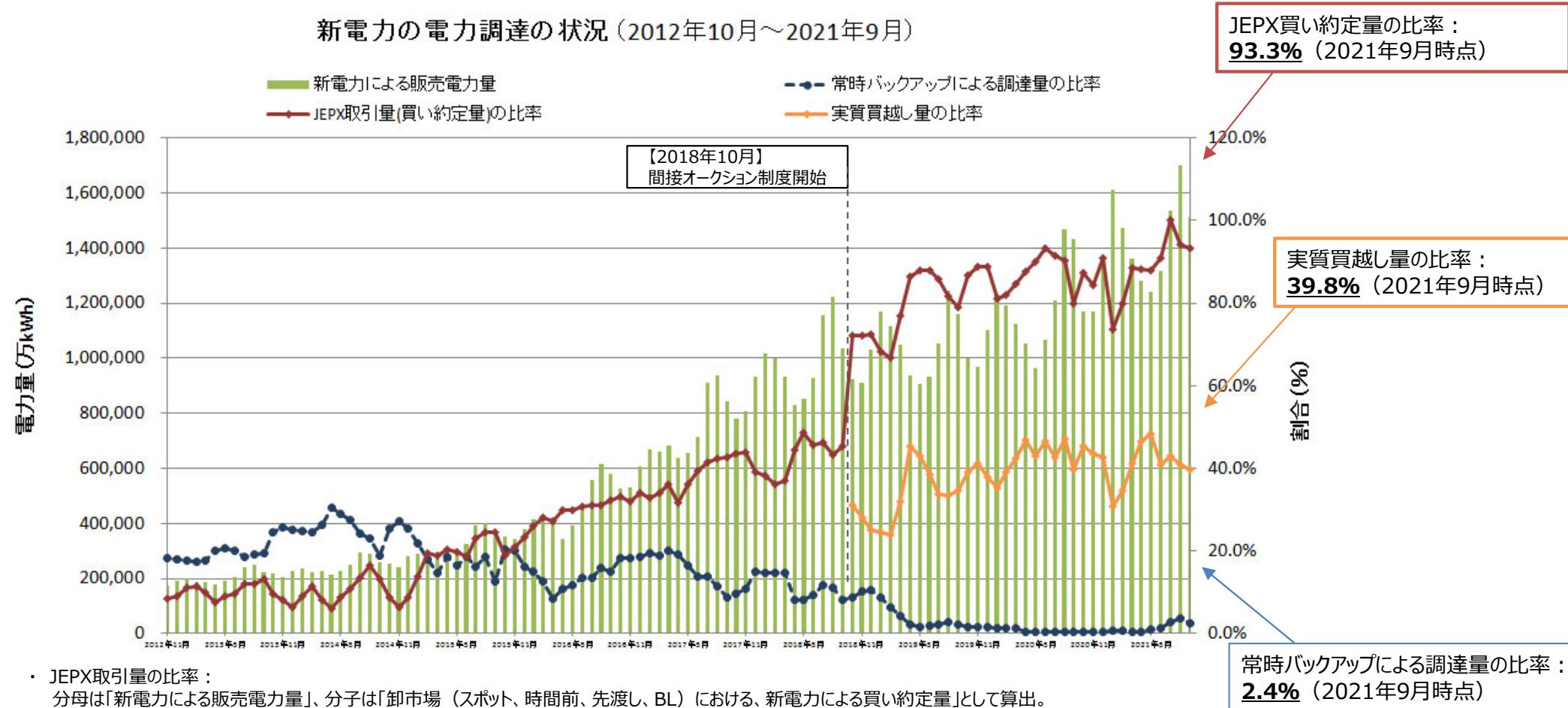
- ・定数 (K,L) を式に追加し、需給バランス一致のインセンティブを強化

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、2021年9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、先渡し、BL市場の買い約定量合計※1)の比率は93.3%（2020年度平均：85.9%）、実質買越し量※2の比率は39.8%（2020年度平均：41.5%）となっている。常時バックアップによる調達量の比率は2.4%（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。

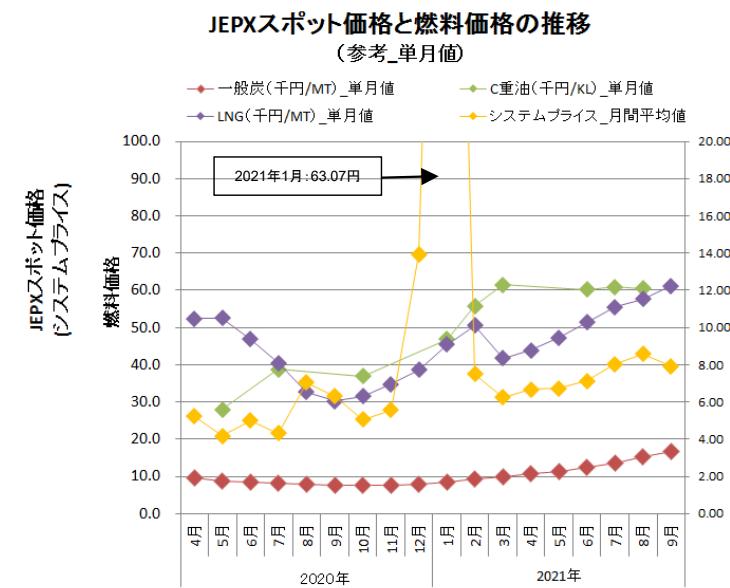
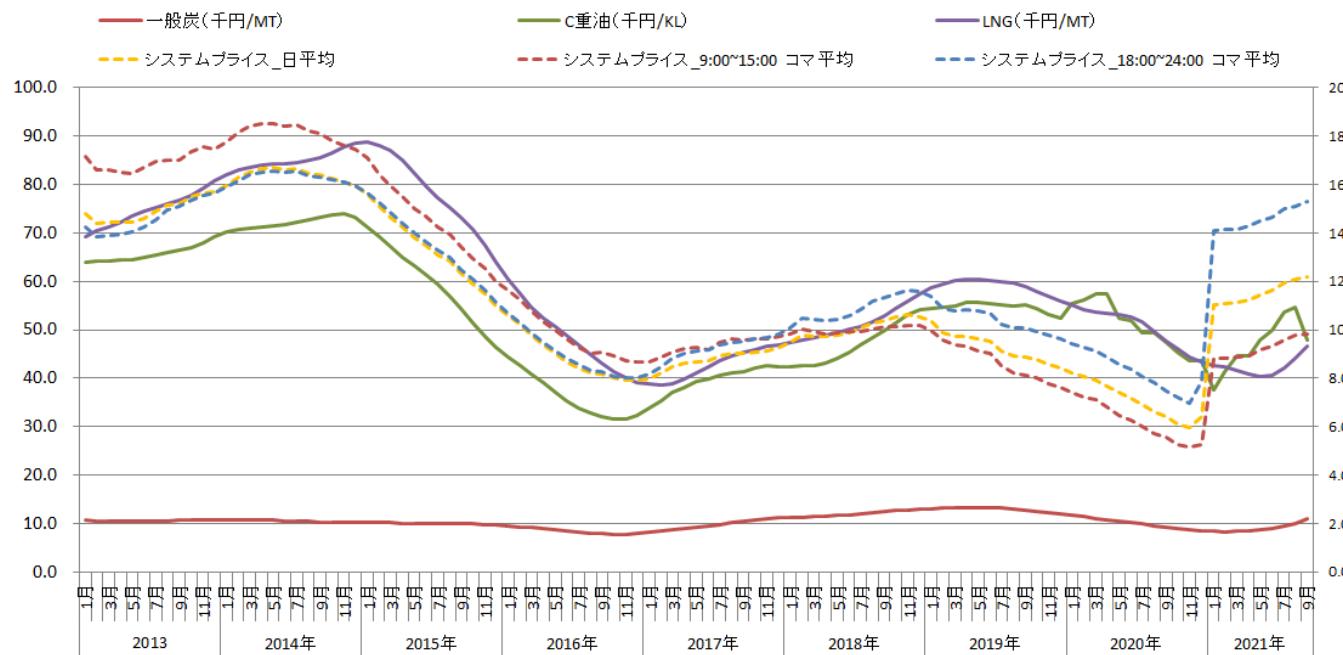
※ 2 実質買越し量とは、「JEPXでの買い約定のうち同一コマにおける自社売買取引を相殺した数値」として算出したもの。実質的な市場調達に該当しないと言える上記②の自社売買による買い約定分を、減じる調整を実施した。



JEPXスポット価格と燃料価格

- 燃料価格の長期トレンドは、一般炭はほぼ横ばい。LNG及びC重油は2014年をピークに下降し、価格変動は緩やかな状況であった。当四半期においては、LNG価格(単月値)は上昇傾向に転じている。
- JEPXスポット価格の長期トレンドは、LNGやC重油とほぼ同様の動きとなっている。今年5月以降、LNGの上昇度合いはシステムプライスの平均値よりも大きい。

JEPXスポット価格と燃料価格の推移(12カ月移動平均)
(2013年1月～2021年9月)



出所：財務省 貿易統計(2021年11月18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

※ 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。

電力市場のモニタリング報告

【当四半期報告】

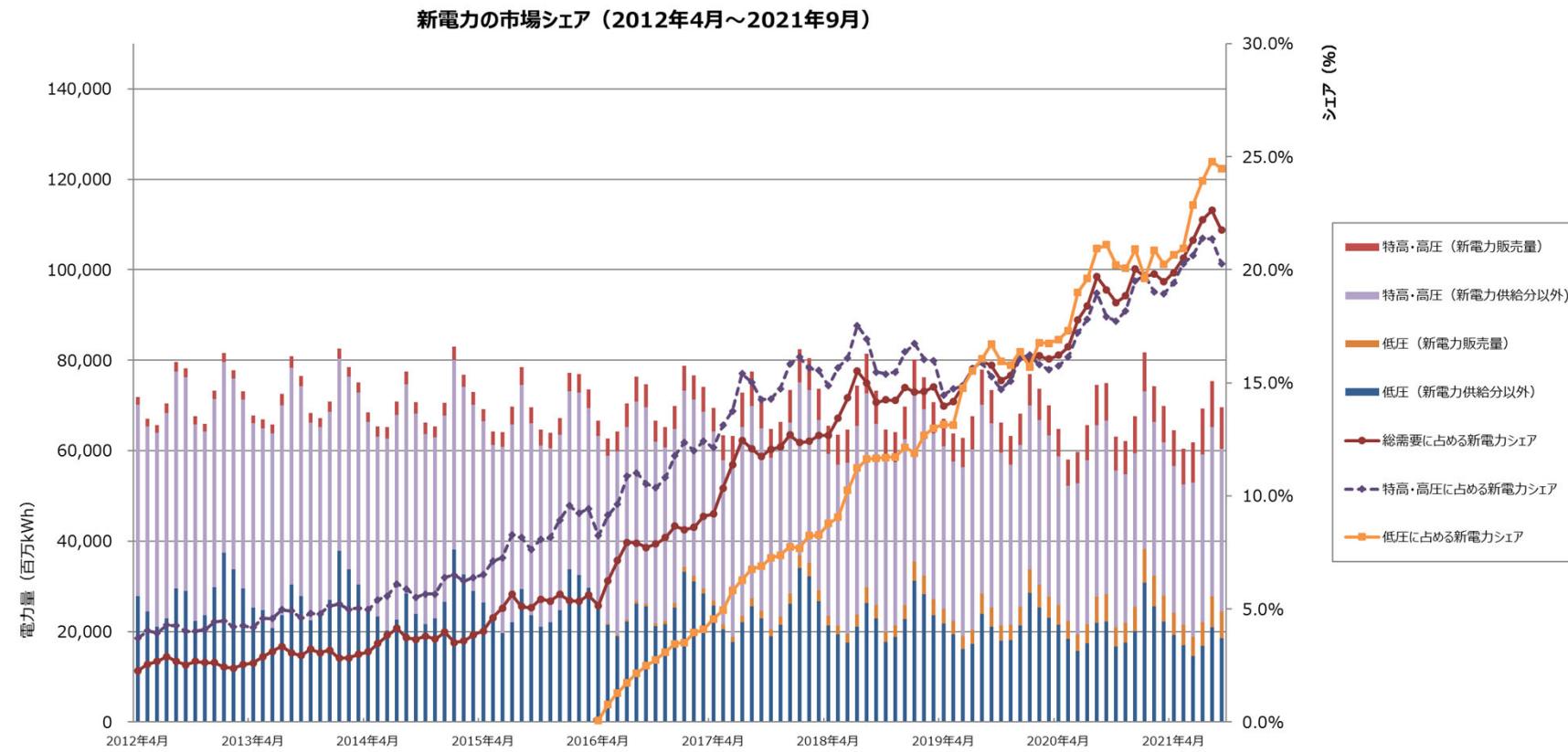
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
 - 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
 - グロス・ビディングの状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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
- ◆ 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着実に上昇している。
- 2021年9月時点において、総需要に占める新電力シェアは約21.7%、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約20.3%、低圧需要に占める新電力シェアは約24.5%となっている。



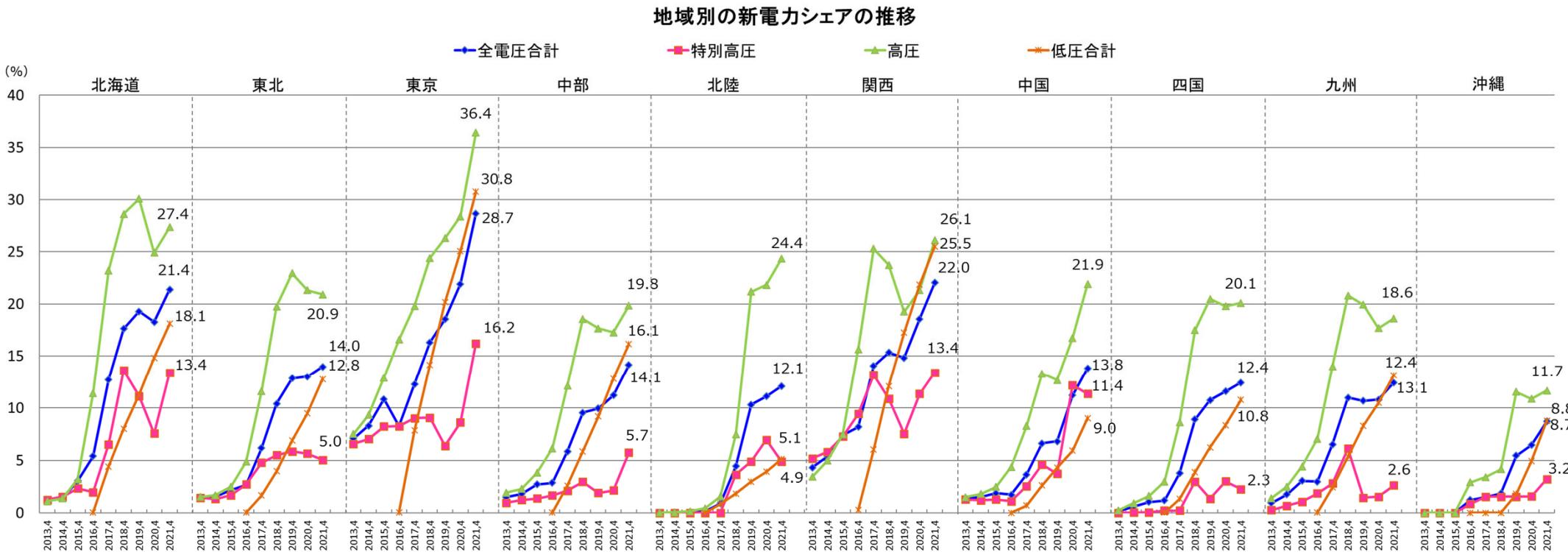
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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	2021/9
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%	21.7%
特高・高圧分野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%	20.3%
低圧分野に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.6%	24.5%

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。

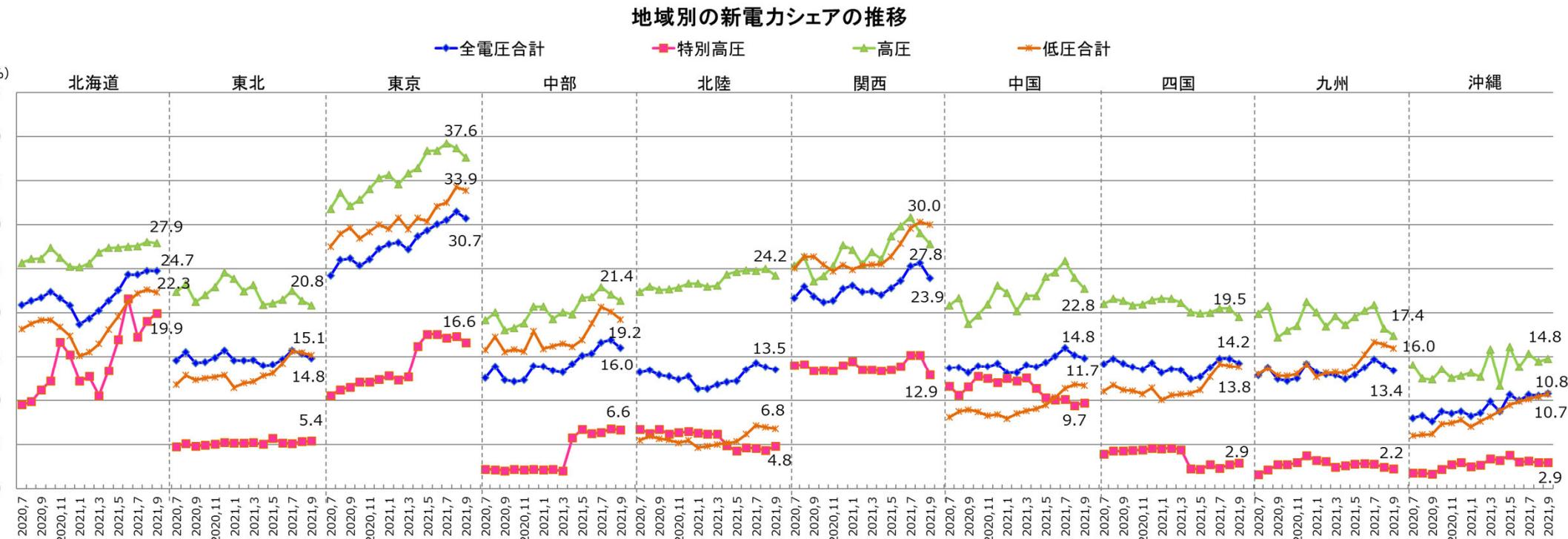


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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2020年7月から月別に見ると、概ね増加傾向であるものの、前月と比較して減少する場合もある。



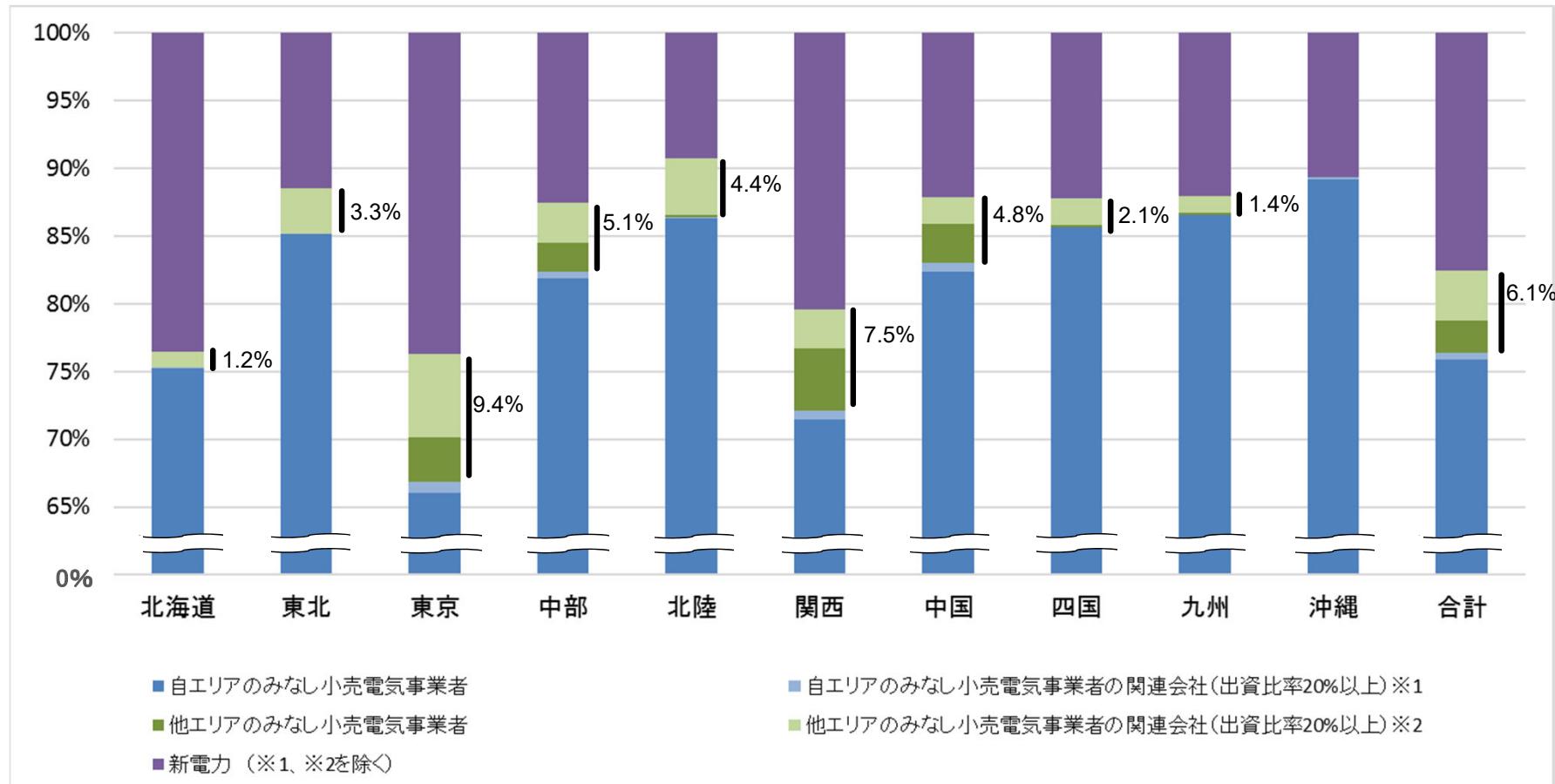
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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6.1%であった（2021年6月時点では6.3%）。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。

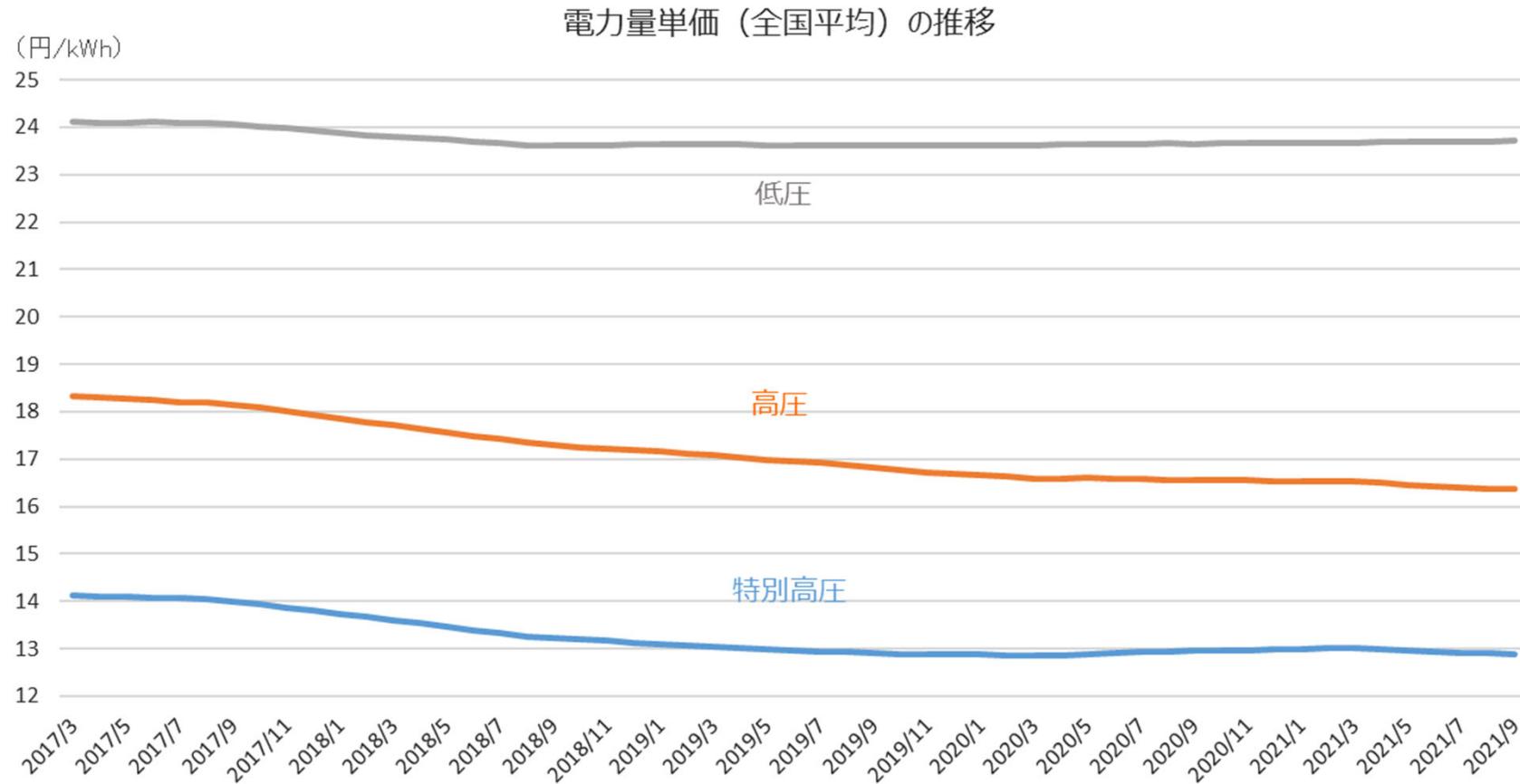
地域別の市場シェア（2021年9月）



(出所) 電力取引報

(備考) 販売電力量ベース

- 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、各電圧において低下の傾向がみられる。



(備考)

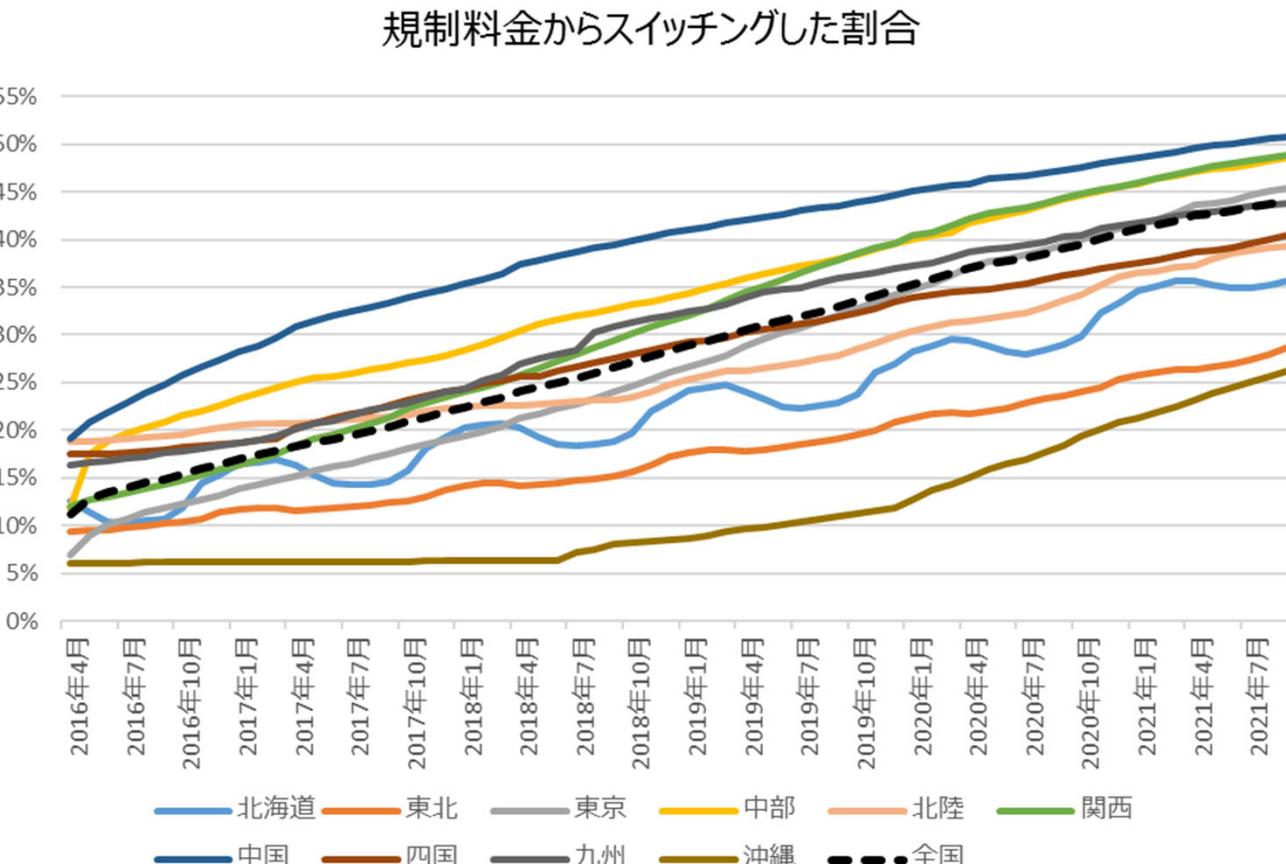
- ・12ヶ月移動平均
- ・燃料費調整単価、FIT賦課金、消費税を除く
- ・燃料費調整単価（円/kWh）については、各エリアの旧一般電気事業者が公表している従量制の数値を全小売電気事業者に利用。

(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、2021年9月時点で全国44.1%となっている。



	2021年9月
北海道	35.6%
東北	28.6%
東京	45.4%
中部	48.5%
北陸	39.3%
関西	48.9%
中国	50.7%
四国	40.4%
九州	43.9%
沖縄	26.2%
全国	44.1%

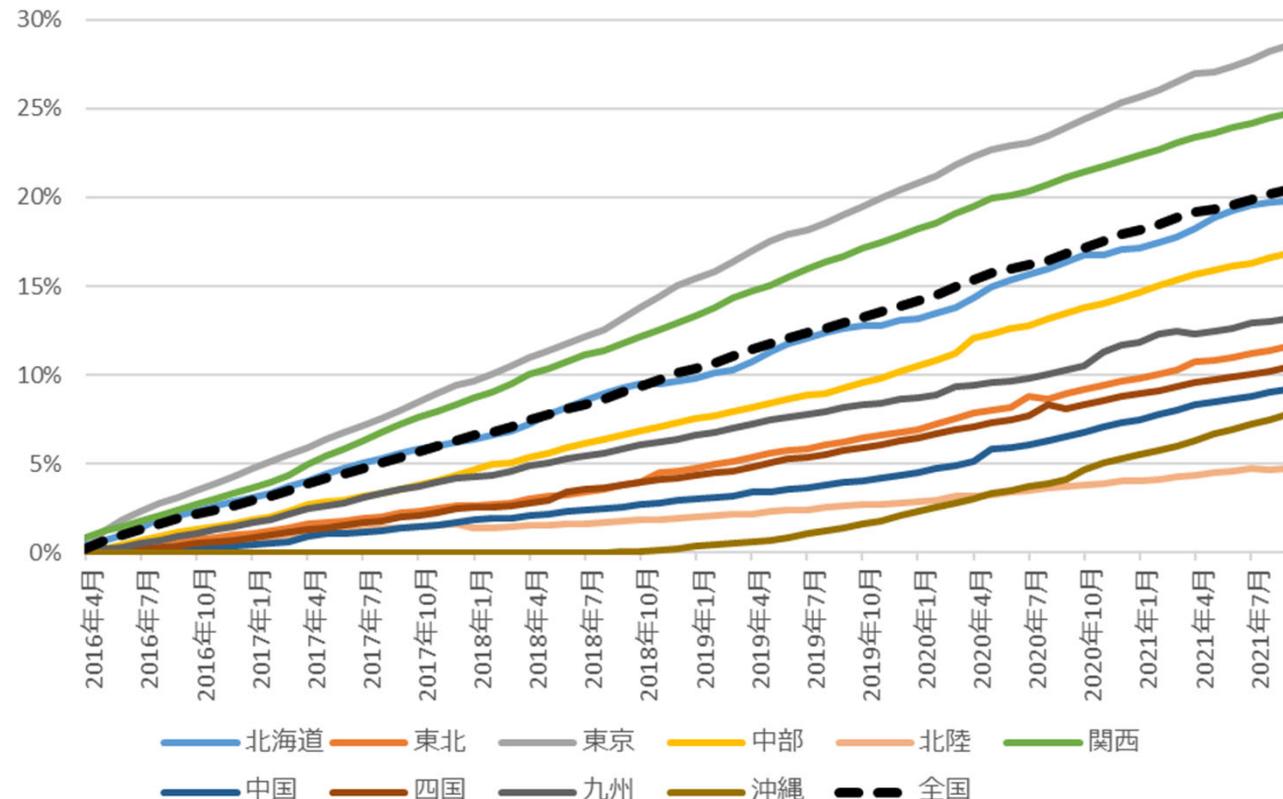
※沖縄は、低圧電灯のみで算出

(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、エリア毎には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、2021年9月時点で全国20.4%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



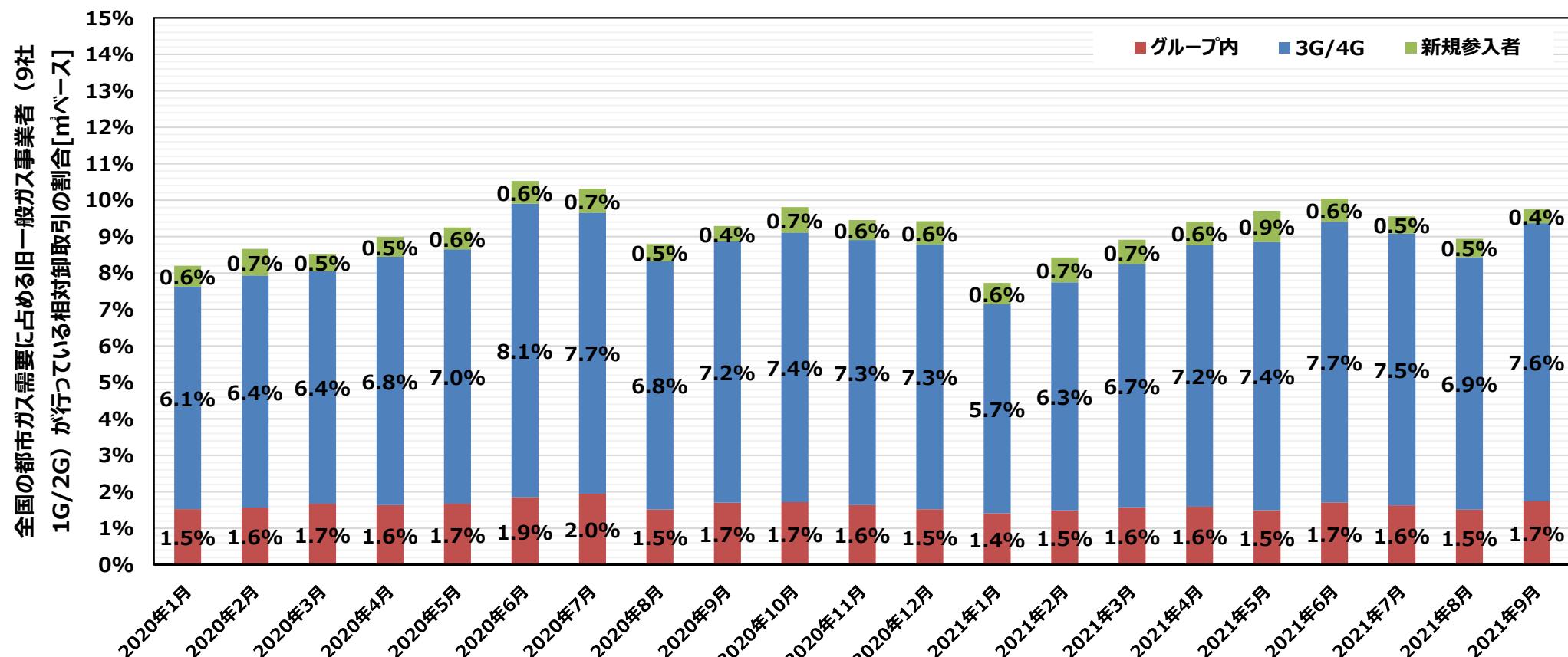
	2021年9月
北海道	19.8%
東北	11.6%
東京	28.5%
中部	16.8%
北陸	4.7%
関西	24.7%
中国	9.2%
四国	10.5%
九州	13.2%
沖縄	7.8%
全国	20.4%

(出所) 電力取引報

(備考) 低圧：契約口数ベース

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年からのデータをモニタリング）。
- 2021年9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10%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0.4%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（2021年9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、導管連結点拠出卸、需要場所拠出卸（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（2021年9月末時点）

- 旧一般ガス事業者9者（1G/2G）は、ガスシステム改革の目的に資するため、事業者の新規参入支援を目的とした「スタートアップ卸」を、自主的取組として2020年度より開始。
- スタートアップ卸について、これまでに卸元事業者に対し問合せがあった件数、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。（2021年9月末時点）

卸元事業者名	問合せ件数	契約締結済	契約交渉中	契約交渉終了※
東京ガス	21件	2件	5件	14件
大阪ガス	8件	0件	3件	5件
東邦ガス	11件	1件	2件	8件
北海道ガス	15件	2件	3件	10件
静岡ガス	11件	2件	5件	4件
西部ガス	10件	3件	3件	4件
広島ガス	6件	1件	2件	3件
仙台市ガス局	6件	0件	2件	4件
日本ガス	5件	1件	3件	1件
計	93件	12件	28件	53件

※ 「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。

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）

- 今回は、2021年（令和3年）7月～9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。