

**第80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7月～令和4年9月期)**

令和4年12月22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。

				参考			
今回の御報告内容				前年同時期 (2021年7月～9月)	2021年度 (2021年4月～2022年3月)	2020年度 (2020年4月～2021年3月)	
2022年7月～9月							
卸電力取引所	販売電力量に対する割合※3			39.9%	43.6%	39.9%	38.9%
	スポット市場	入札	売り入札量前年同時期対比	0.9倍	1.1倍	1.0倍	1.1倍
			買い入札量前年同時期対比	0.9倍	1.1倍	1.1倍	
		約定	約定量	852億kWh	923億kWh	3,272億kWh	3,128億kWh
			約定量前年同時期対比	0.9倍	1.1倍	1.0倍	
			平均約定価格 (システムプライス)	24.8円/kWh	8.2円/kWh	13.5円/kWh	11.2円/kWh
		東西市場分断発生率			31.0%	33.7%	32.1%
	市場前	約定	約定量	15.1億kWh	10.7億kWh	41.8億kWh	40.2億kWh
			平均約定価格	28.4円/kWh	8.4円/kWh	14.5円/kWh	12.4円/kWh
	市場先渡	約定	約定量	0.03億kWh	0.15億kWh	0.47億kWh	0.27億kWh
取引相対	グループ外への供給量			140.2億kWh	156.4億kWh	—	—
(参考)※1 小売市場				2,172億kWh※2	2,143億kWh	8,321億kWh	8,164億kWh
	販売電力量	新電力	販売電力量	438億kWh	476億kWh	1,786億kWh	1,532億kWh
			販売電力量前年同時期対比	0.9倍	1.2倍	1.2倍	
			新電力シェア	19.5% (9月時点)	21.7% (9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
- 時間前市場の売買約定状況、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
- 新電力の電力調達状況
- 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

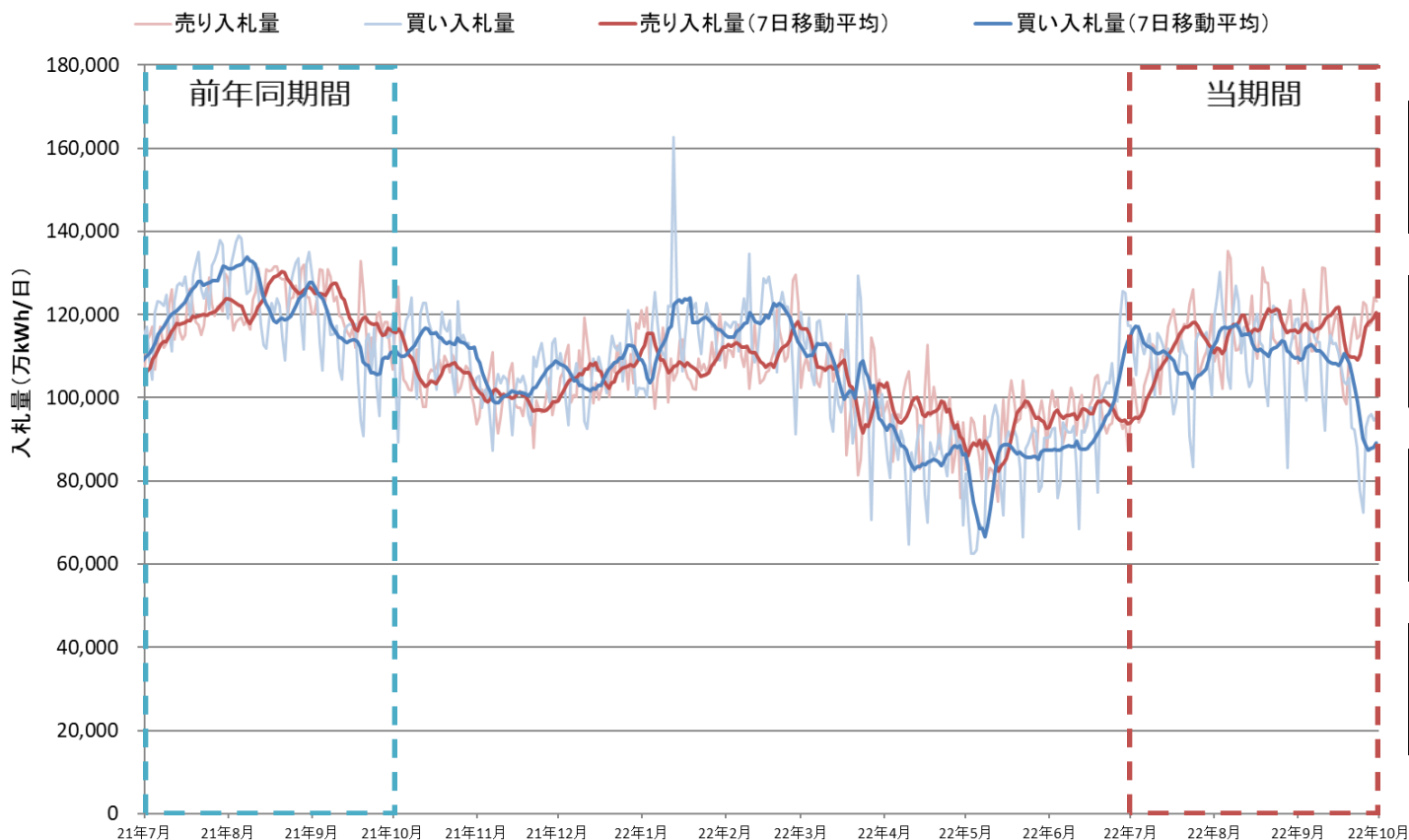
◆ ガス市場

- 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

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1,056億kWh、買い入札量は998億kWhであった。
- 前年同時期対比は、売り入札量は0.9倍、買い入札量は0.9倍となっている。

スポット市場 入札量の推移
(2021年07月01日～2022年09月30日)



主要データ

売り入札量
(2022年07月～2022年09月)

1,056 億kWh

売り入札量の前年同時期対比
(対2021年07月～2021年09月)

0.9 倍

買い入札量
(2022年07月～2022年09月)

998 億kWh

買い入札量の前年同時期対比
(対2021年07月～2021年09月)

0.9 倍

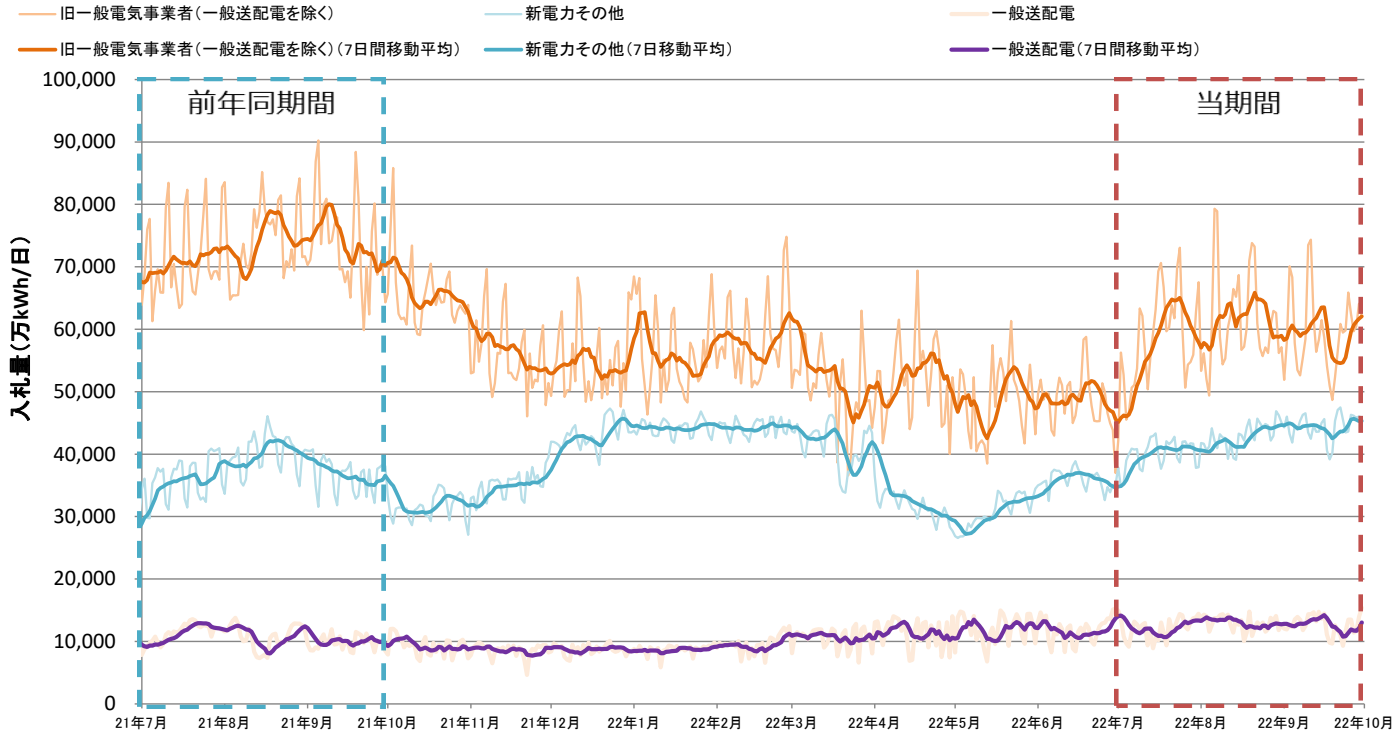
事業者区分別のスポット市場売り入札量

- 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（一般送配電事業者をのぞく）は550億kWh、新電力その他の事業者は391億kWh、一般送配電事業者は116億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.8倍、新電力その他の事業者は1.1倍、一般送配電事業者は1.2倍となっている。

主要データ

旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り入札量 (2022年07月～2022年09月)	550 億kWh
旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り入札量の前年同時期対比 (対2021年07月～2021年09月)	0.8 倍
新電力その他の事業者による 売り入札量 (2022年07月～2022年09月)	391 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07月～2021年09月)	1.1 倍
一般送配電事業者による 売り入札量 (2022年07月～2022年09月)	116 億kWh
一般送配電事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2021年07月～2021年09月)	1.2 倍

スポット市場 売り入札量の推移
(2021年07月01日～2022年09月30日)



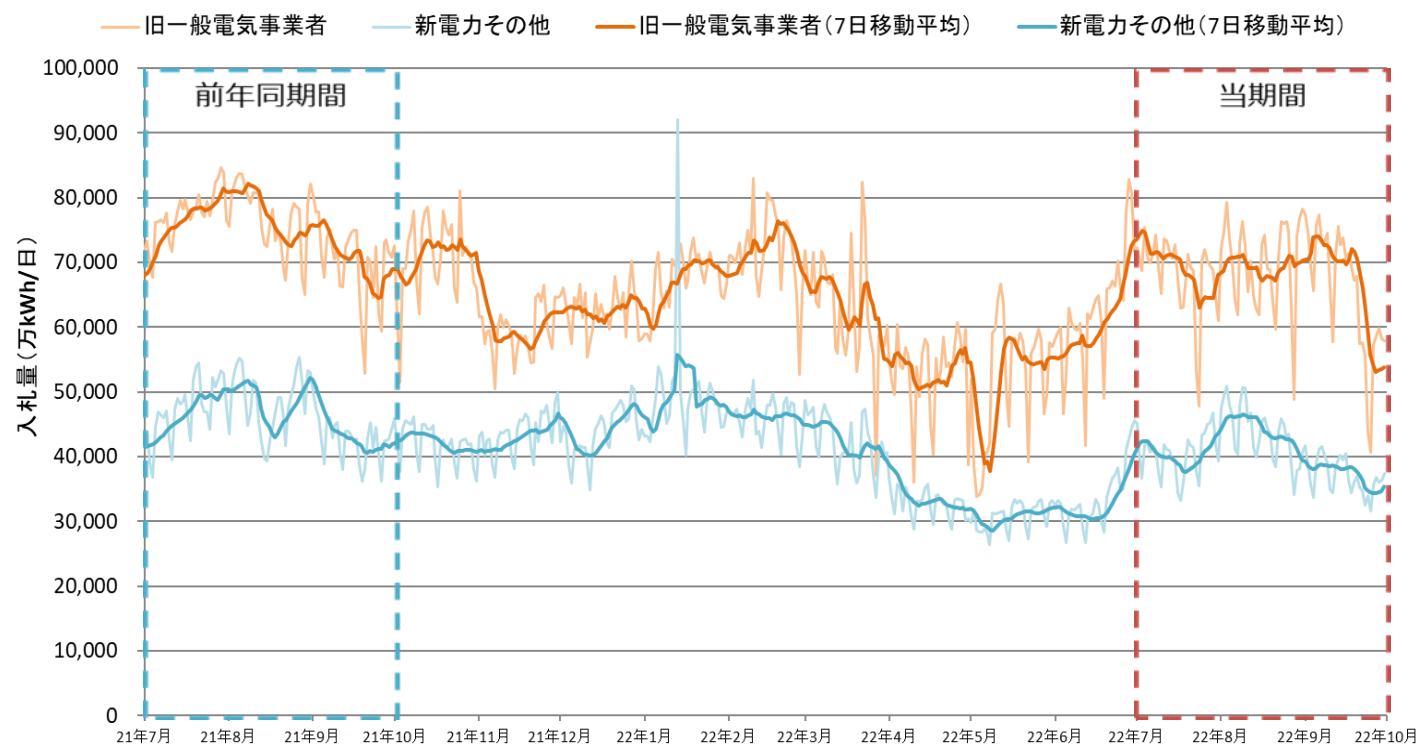
※ 旧一般電気事業者による売り入札量は、今期より一般送配電事業者によるFIT売り入札量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り入札量グラフを追記。
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

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（一般送配電事業者含む）は625億kWh、新電力その他の事業者は372億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0.9倍となっている。

主要データ

スポット市場 買い入札量の推移
(2021年07月01日～2022年09月30日)



旧一般電気事業者による
買い入札量
(2022年07月～2022年09月)

625 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07月～2021年09月)

0.9 倍

新電力その他の事業者による
買い入札量
(2022年07月～2022年09月)

372 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07月～2021年09月)

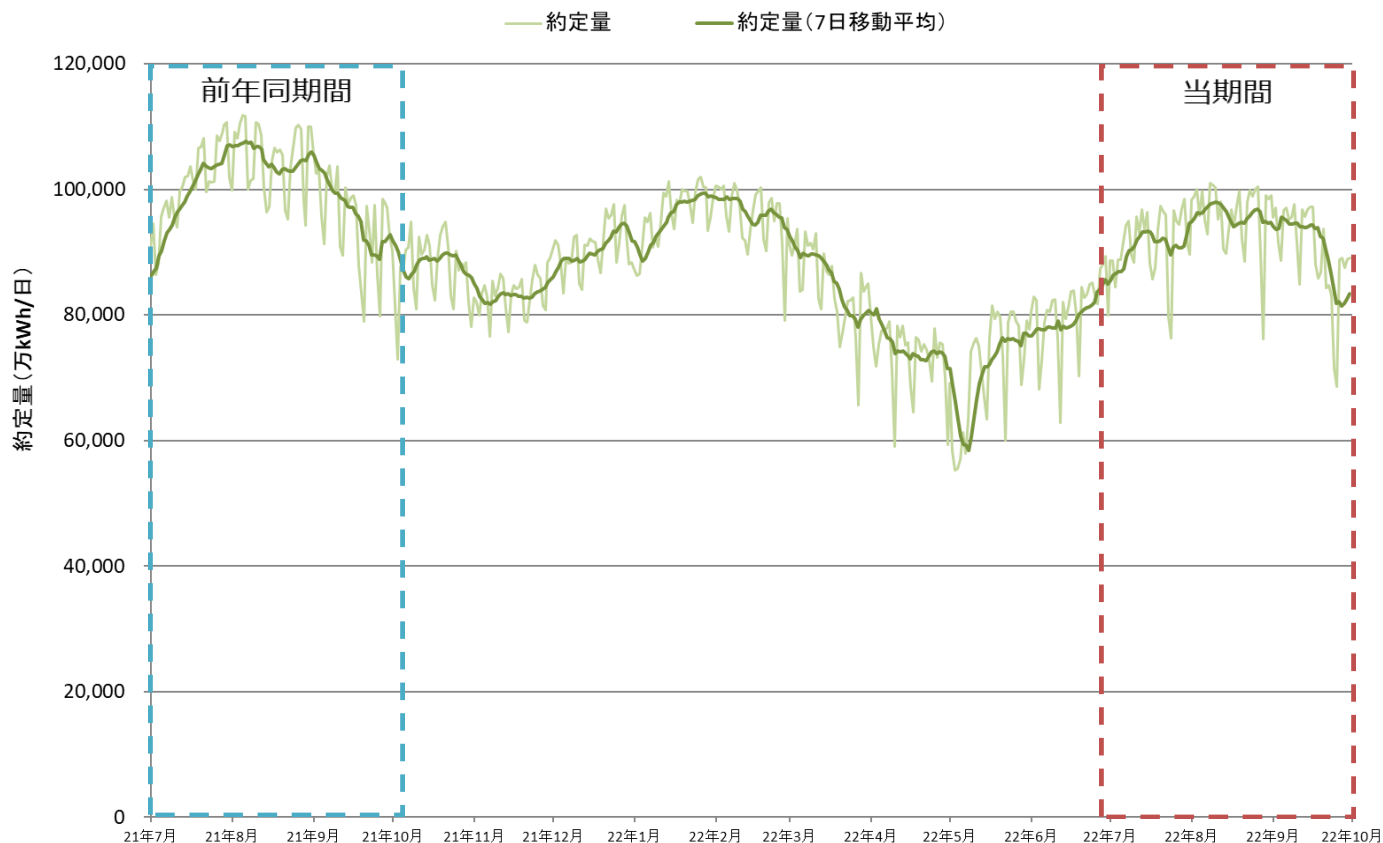
0.9 倍

※ 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及び、一般送配電事業者を含む。
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

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、852 億kWhであった。
- 前年同時期対比は0.9倍となっている。

スポット市場 約定量の推移
(2021年07月01日～2022年09月30日)



主要データ

約定量
(2022年07月～2022年09月)

852 億kWh

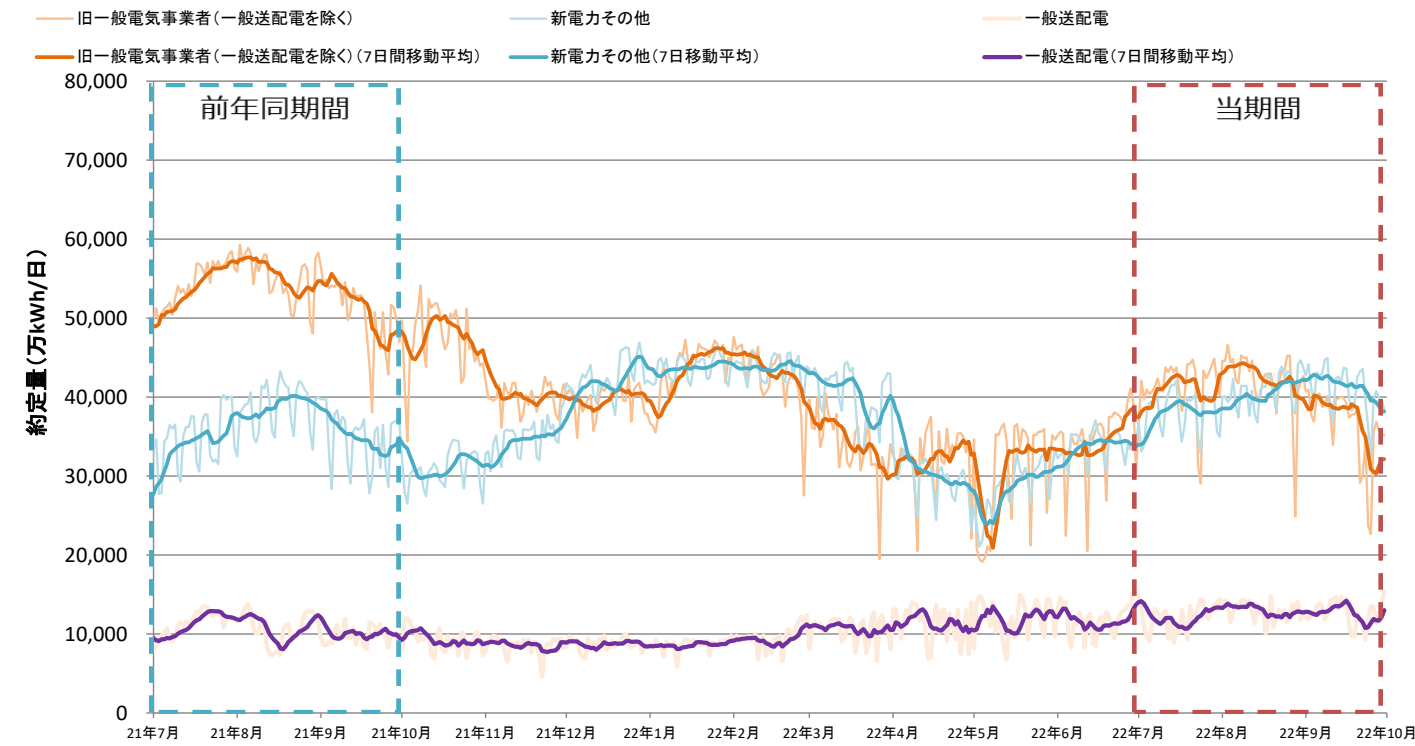
約定量の前年同時期対比
(対2021年07月～2021年09月)

0.9 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（一般送配電事業者を除く）は368億kWh、新電力その他の事業者は368億kWh、一般送配電事業者は116億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.7倍、新電力その他の事業者は1.1倍、一般送配電事業者は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07月01日～2022年09月30日)



主要データ

旧一般電気事業者(一般送配電除く)による 売り約定量 (2022年07月～2022年09月)
368 億kWh

旧一般電気事業者(一般送配電除く)による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年07月～2021年09月)
0.7 倍

新電力その他の事業者による 売り約定量 (2022年07月～2022年09月)
368 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07月～2021年09月)
1.1 倍

一般送配電事業者による 売り約定量 (2022年07月～2022年09月)
116 億kWh

一般送配電事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年07月～2021年09月)
1.2 倍

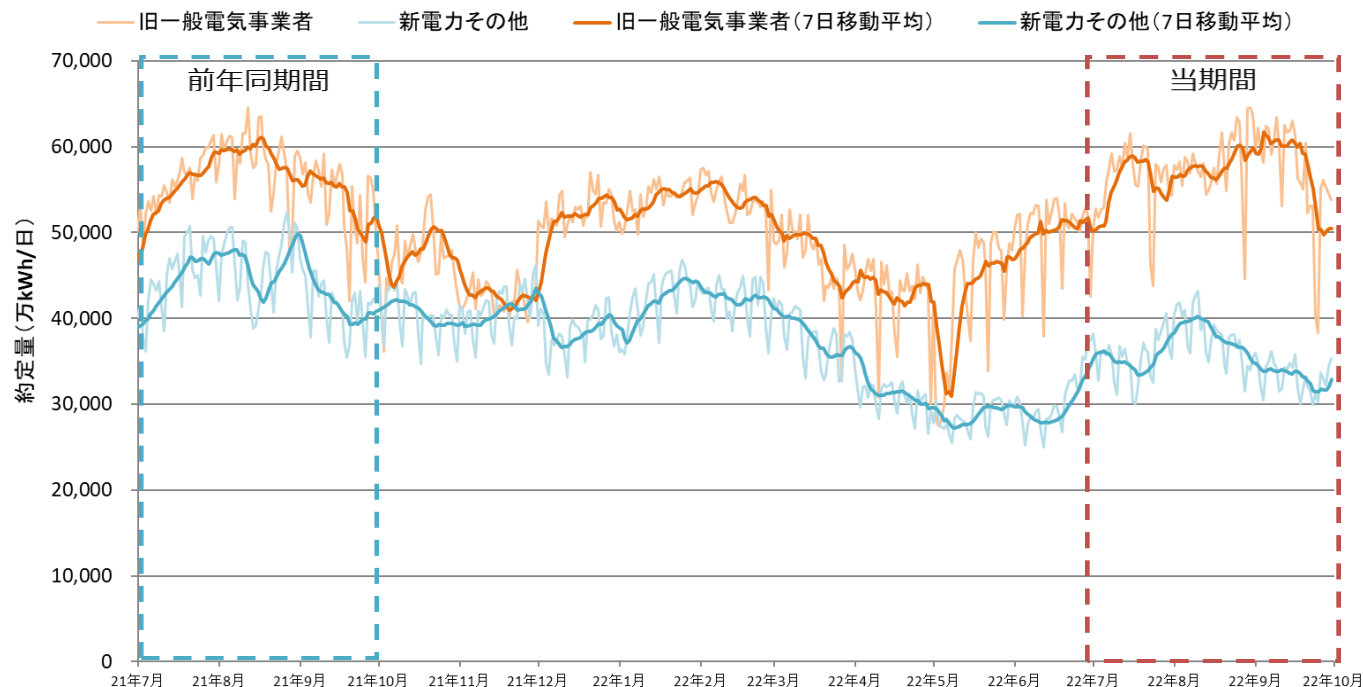
※ 旧一般電気事業者による売り約定量は、今期より一般送配電事業者によるFIT売り約定量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り約定量グラフを追記。
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

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（一般送配電事業者含む）は525億kWh、新電力その他の事業者は327億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0.8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07月01日～2022年09月30日)



旧一般電気事業者による
買い約定量
(2022年07月～2022年09月)
525 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07月～2021年09月)
1.0 倍

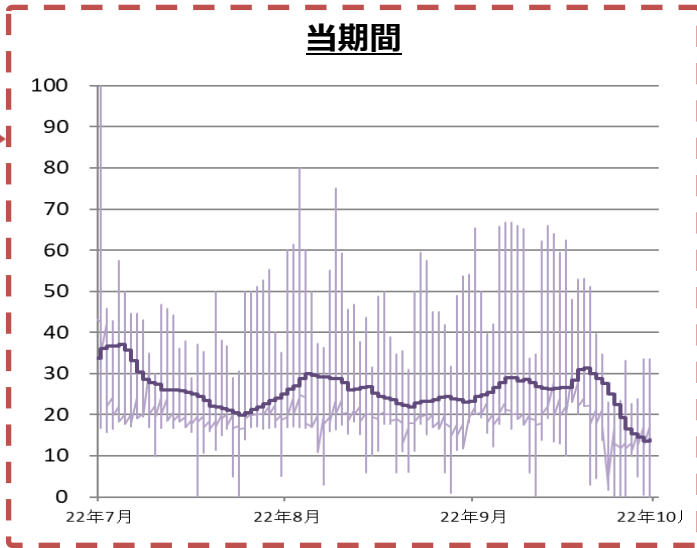
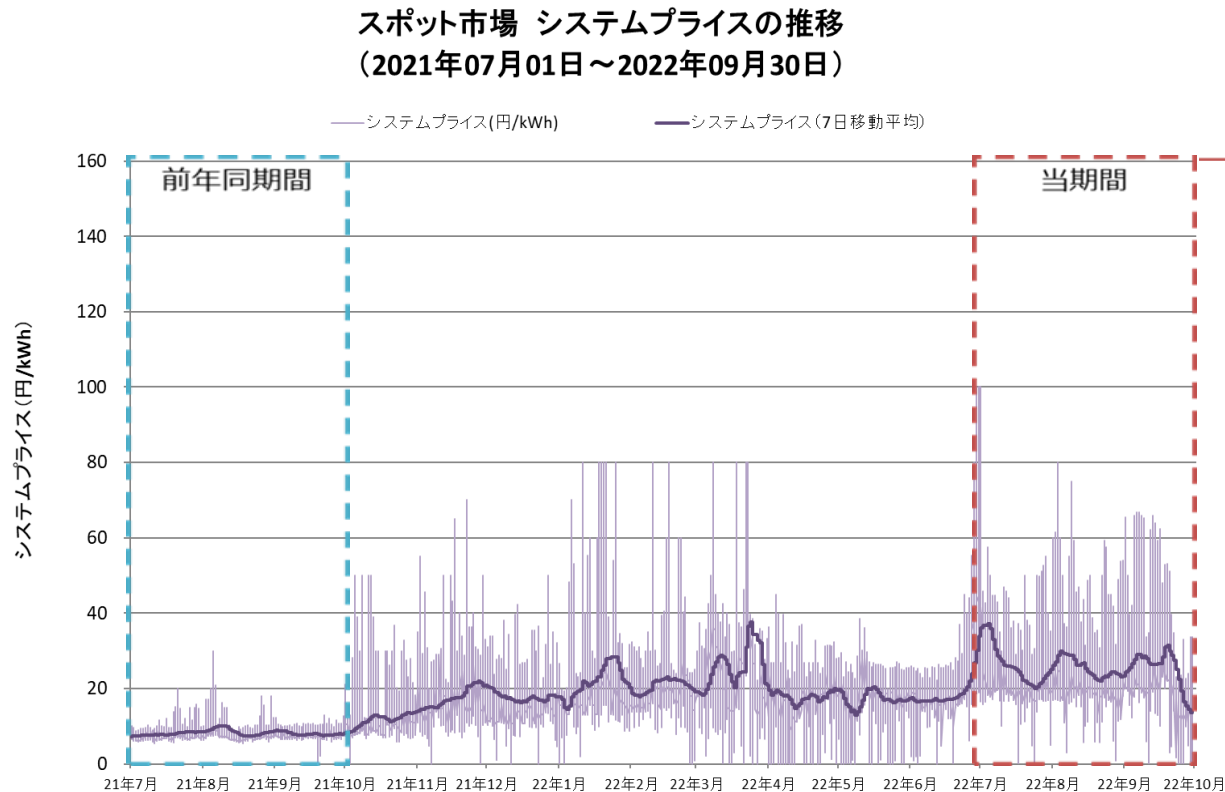
新電力その他の事業者による
買い約定量
(2022年07月～2022年09月)
327 億kWh

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07月～2021年09月)
0.8 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及び、一般送配電事業者を含む。
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

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24.8円/kWhであった。
- 前年同期間の平均8.2円/kWhと比べて16.6円上昇した。



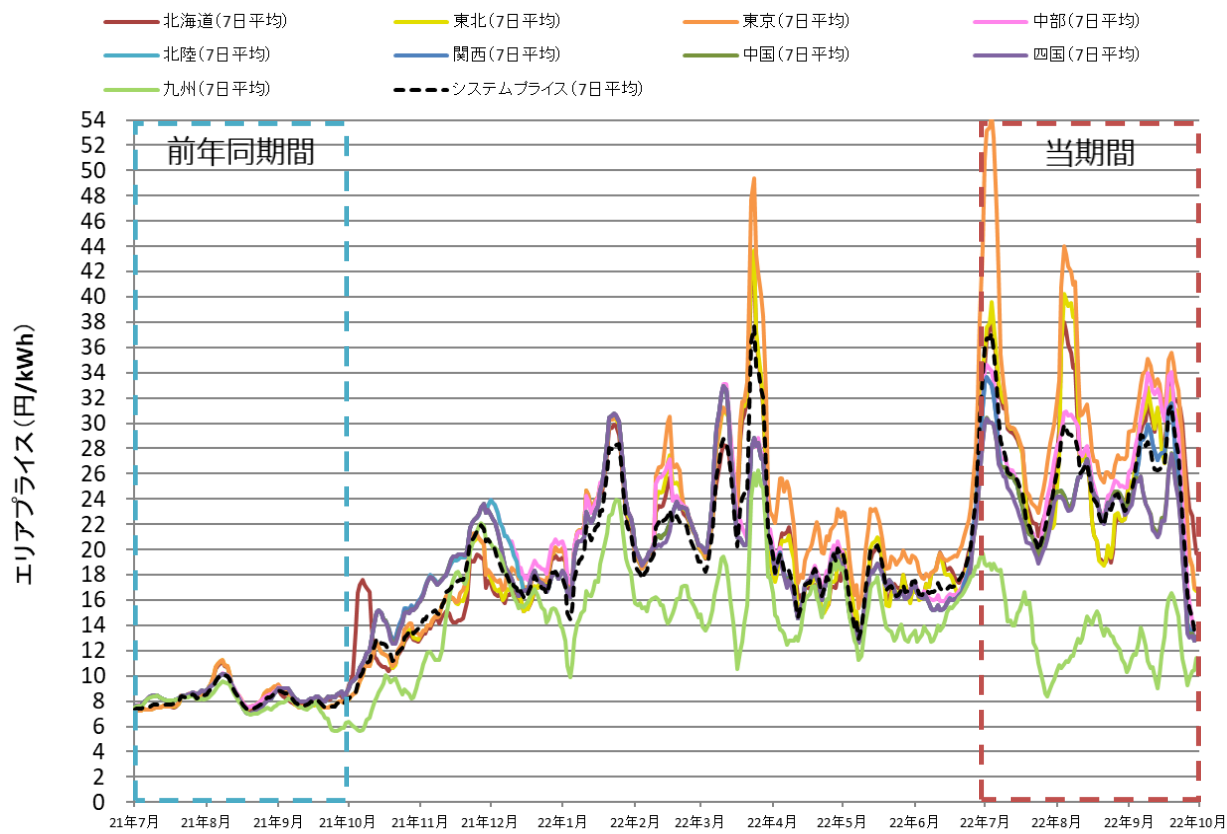
主要データ			
単位：円/kWh			
	当期間	前年同期間	差分
平均システムプライス	24.8	8.2	+16.6
最高値	100.0	30.0	+70.0
最低値	0.01	0.01	+0.0

※1 当期間 最高価格：計1日、計1コマ
※2 当期間 最低価格：計6日、計46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、各エリアで前年同期間のエリアプライスを上回っている。

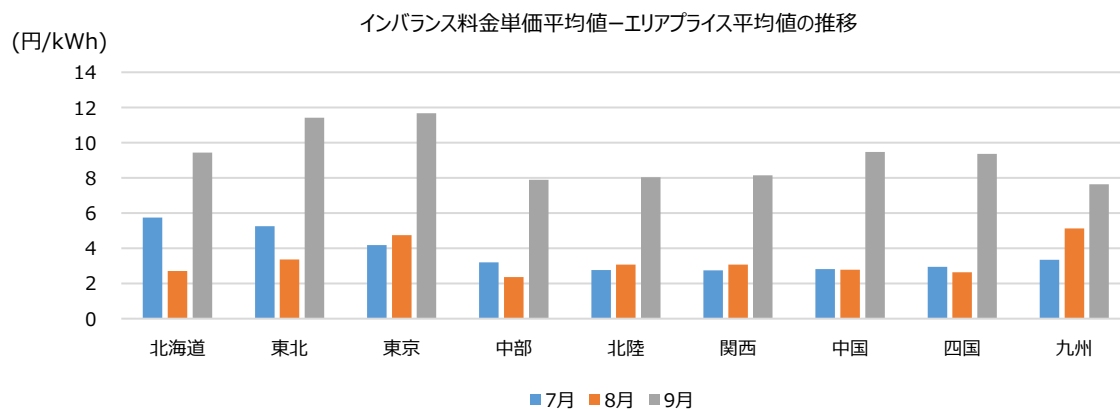
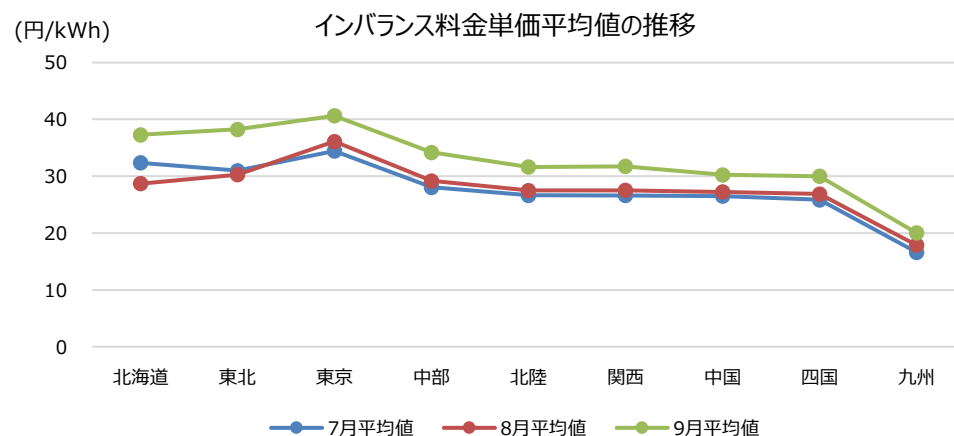
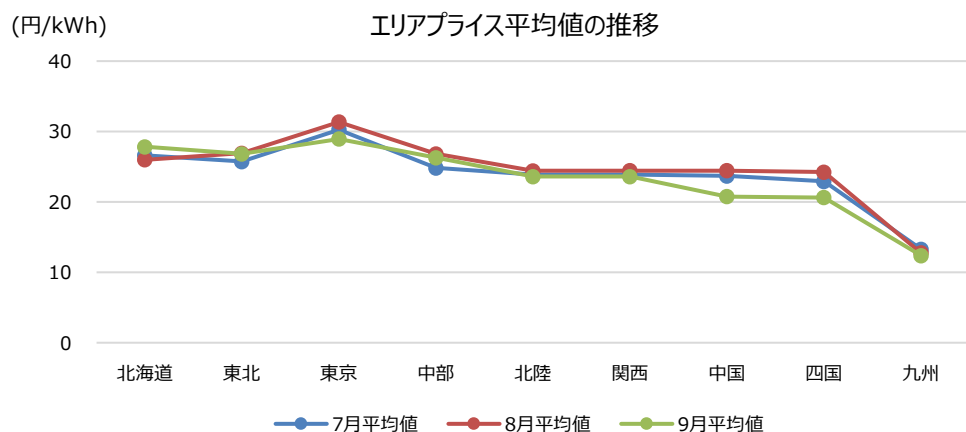
スポット市場 エリアプライスの推移
(2021年07月01日～2022年09月30日)



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	24.8	8.2	16.6
北海道	26.8	8.3	18.5
東北	26.5	8.3	18.2
東京	30.2	8.3	21.9
中部	26.0	8.5	17.5
北陸	24.0	8.4	15.5
関西	24.0	8.4	15.5
中国	23.0	8.4	14.6
四国	22.6	8.4	14.2
九州	12.8	7.8	5.1

インバランス料金単価とエリアプライスの推移（1）

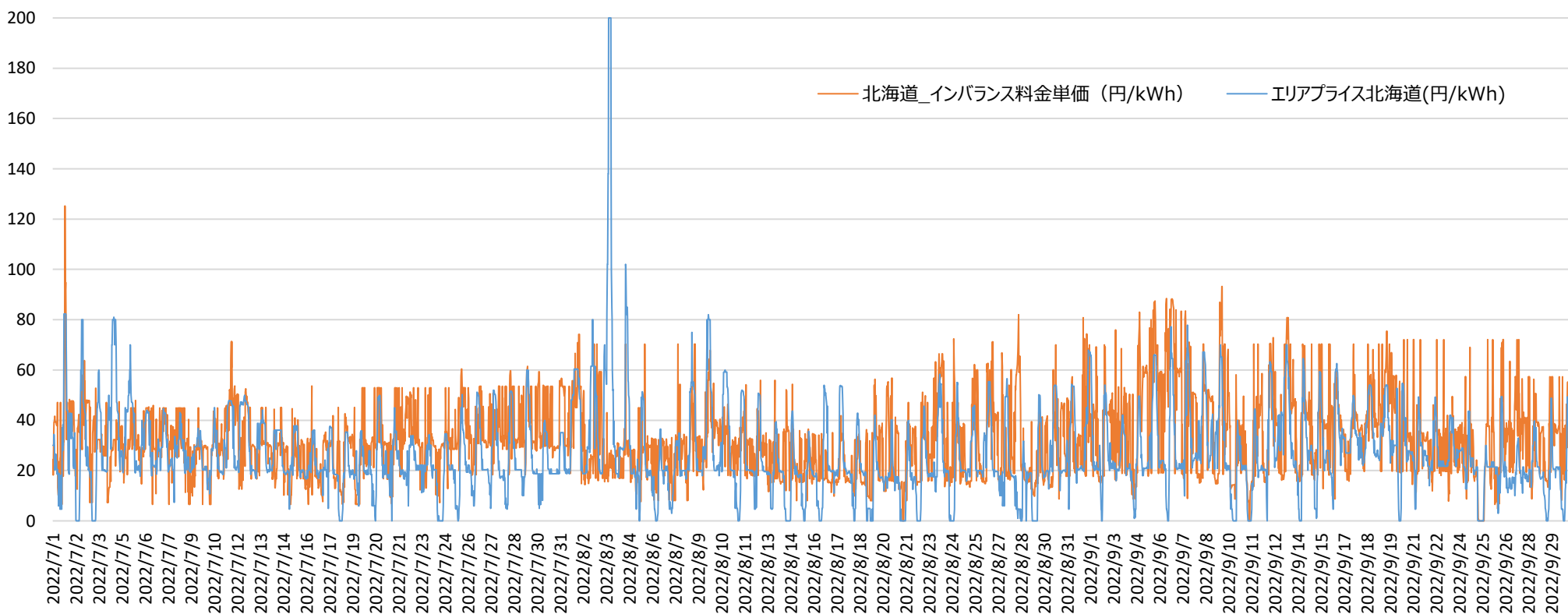
- エリア別、月別にインバランス料金単価の平均値、エリアプライスの平均値の推移を確認したところ、インバランス料金単価の平均値は9月に全国的に上昇。
- インバランス料金単価平均とエリアプライス平均の差分を比較しても、9月に大幅に増加している。特に、東北、東京エリアは10円以上の差分が発生している。



インバランス料金単価とエリアプライスの推移（2）

- 北海道エリアのインバランス料金単価とエリアプライスの推移は以下のとおり。
- インバランス料金単価の最高値は、7/1に125.19 円/kWhとなり、同コマのエリアプライスは82.34円/kWhとなった。9/9に93.2円/kWhを記録した後は、低下傾向にある。
- エリアプライスの最高値は8/3に200円/kWhとなったが、以降落ち着いた水準となっている。

北海道 エリアプライス、インバランス料金単価の推移

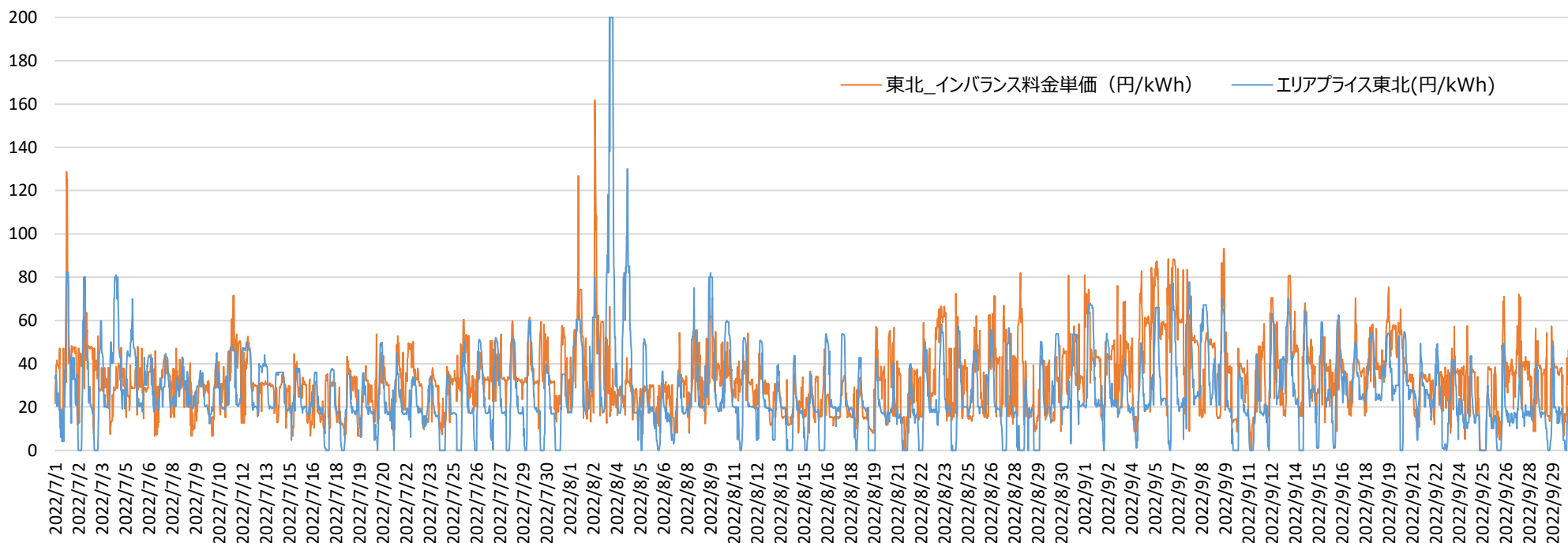


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2022年11月29日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更となっている。

インバランス料金単価とエリアプライスの推移（3）

- 東北エリアのインバランス料金単価とエリアプライスの推移は以下のとおり。
- インバランス料金単価の最高値は、8/2に161.87円/kWhとなり、同コマのエリアプライスは80円/kWhとなった。9/9に93.2円/kWhを記録した後は、低下傾向にある。
- エリアプライスの最高値は8/3に200円/kWhとなったが、以降落ち着いた水準となっている。

東北 エリアプライス、インバランス料金単価の推移

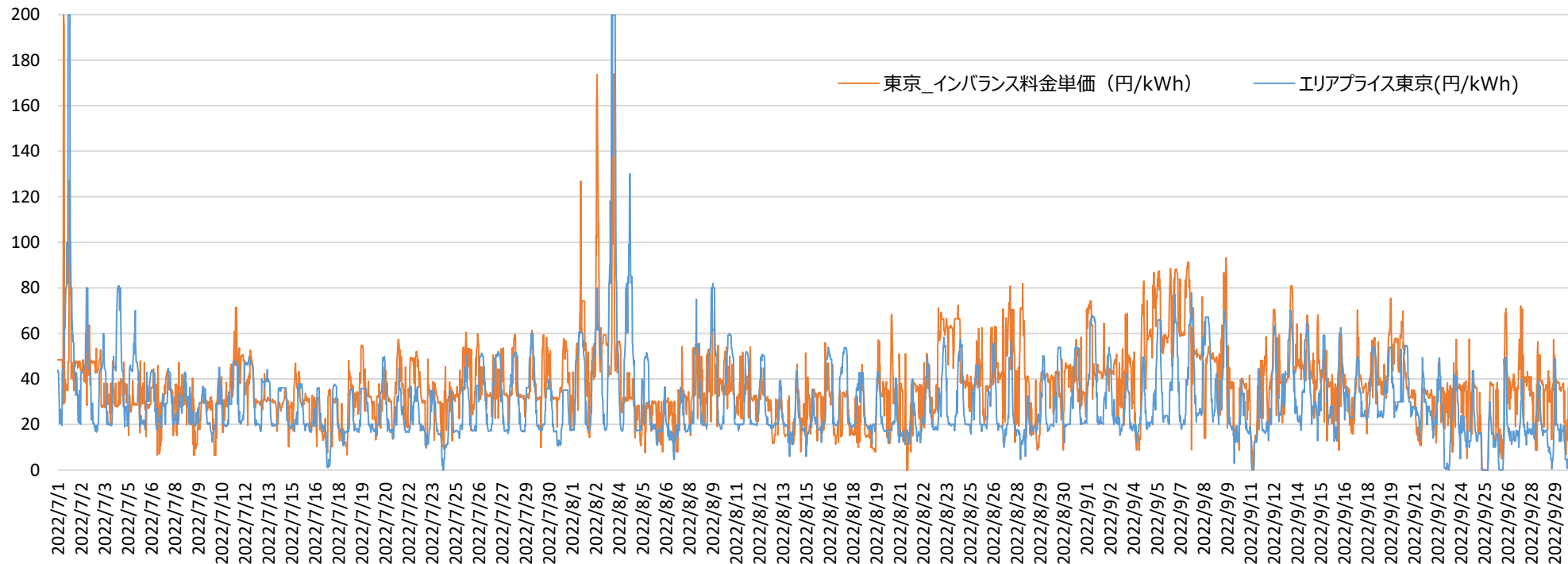


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2022年11月29日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更となっている。

インバランス料金単価とエリアプライスの推移（４）

- 東京エリアのインバランス料金単価とエリアプライスの推移は以下のとおり。
- インバランス料金単価の最高値は、7/1に200円/kWhとなり、同コマのエリアプライスは45円/kWhとなった。9/9に93.2円/kWhを記録した後は、低下傾向にある。
- エリアプライスの最高値は7/1と8/3に200円/kWhとなったが、以降落ち着いた水準となっている。

東京 エリアプライス、インバランス料金単価の推移

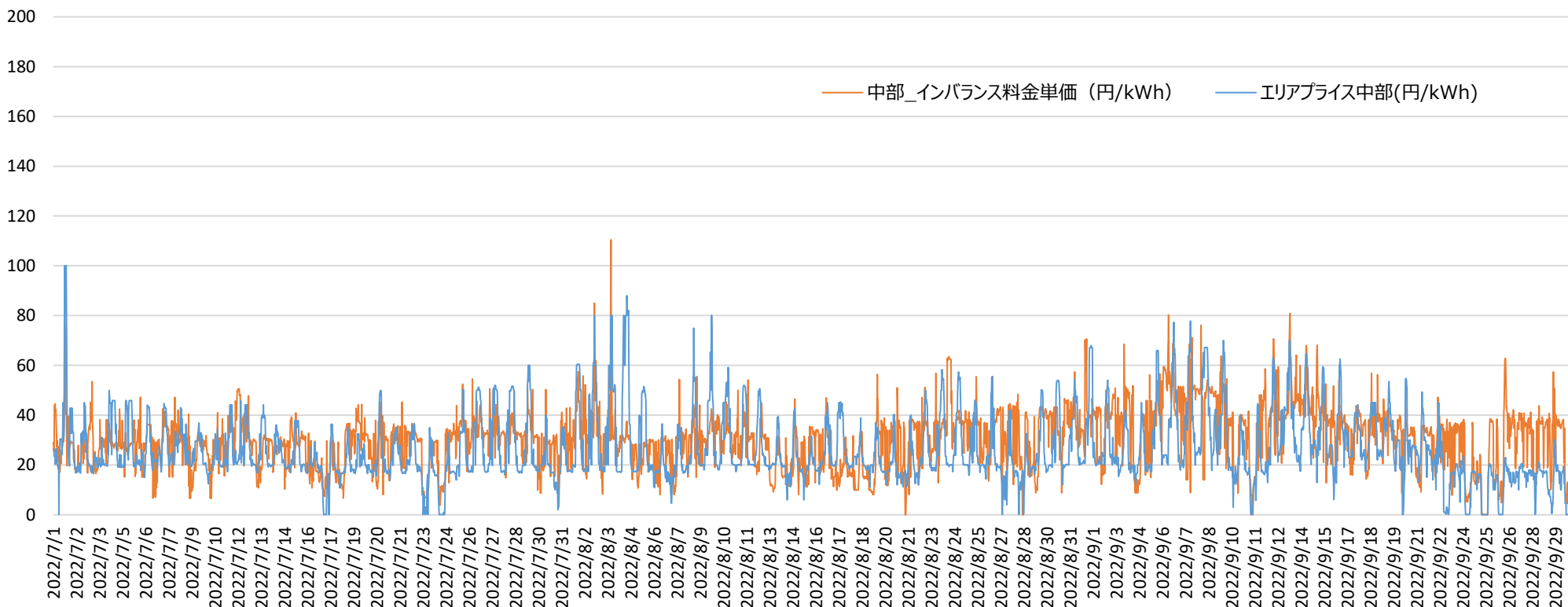


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2022年11月29日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更となっている。

インバランス料金単価とエリアプライスの推移（5）

- 中部エリアのインバランス料金単価とエリアプライスの推移は以下のとおり。
- インバランス料金単価の最高値は、8/3に110.41円/kWhとなり、同コマのエリアプライスは80円/kWhとなった。9/13に80.08円/kWhを記録した後は、低下傾向にある。
- エリアプライスの最高値は7/1に100.02円/kWhとなったが、以降落ち着いた水準となっている。

中部 エリアプライス、インバランス料金単価の推移

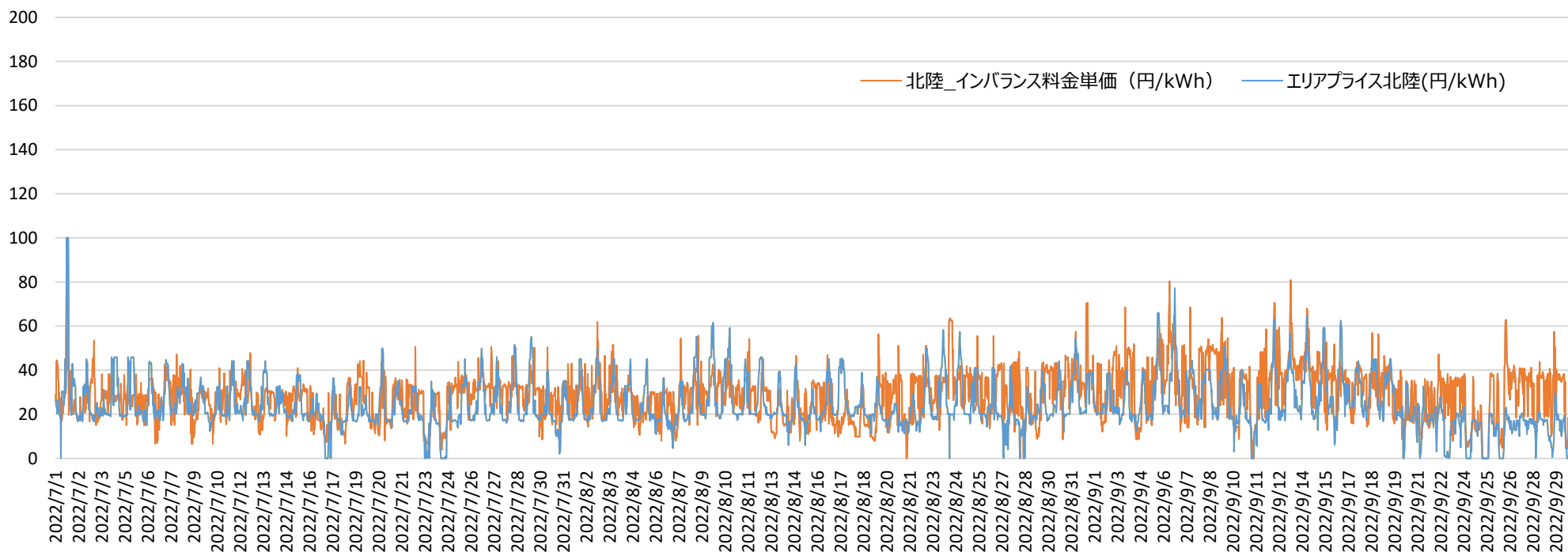


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2022年11月29日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更となっている。

インバランス料金単価とエリアプライスの推移（6）

- 北陸エリアのインバランス料金単価とエリアプライスの推移は次のとおり。
- インバランス料金単価の最高値は、9/13に83.34円/kWhとなり、同コマのエリアプライスは100.01円/kWhとなった。以降、低下傾向にある。
- エリアプライスの最高値は7/1に100.02円/kWhとなったが、以降落ち着いた水準となっている。

北陸 エリアプライス、インバランス料金単価の推移

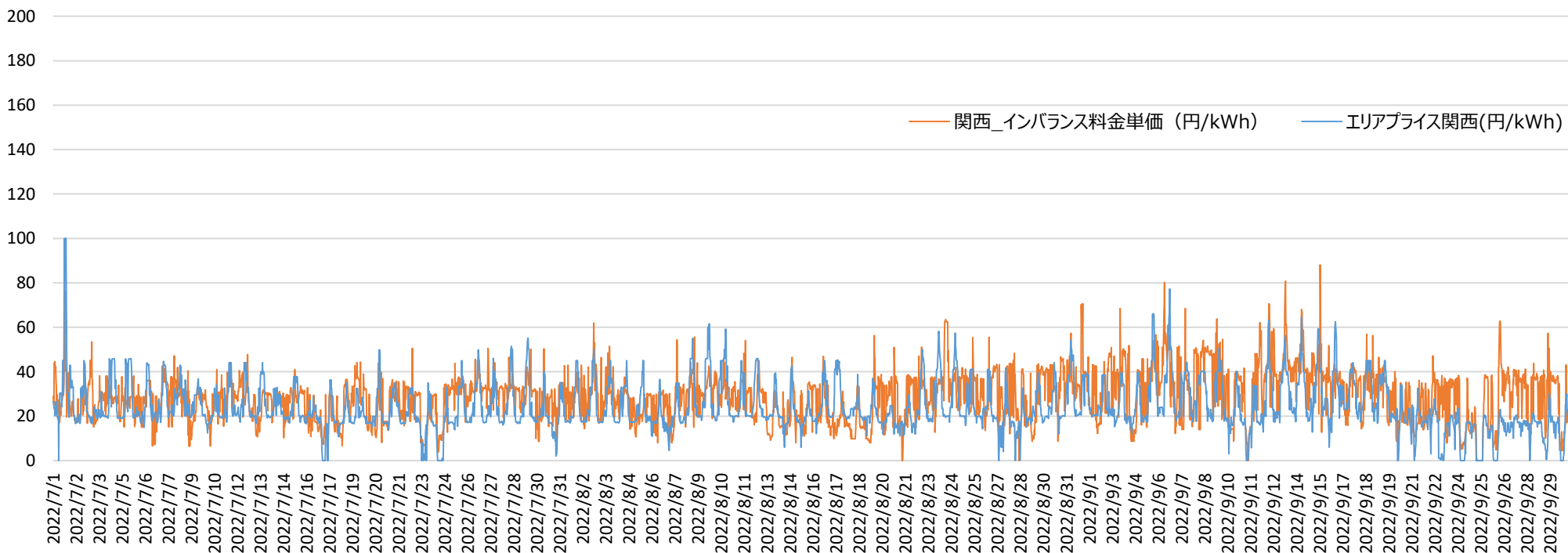


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2022年11月29日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更となっている。

インバランス料金単価とエリアプライスの推移（7）

- 関西エリアのインバランス料金単価とエリアプライスの推移は次のとおり。
- インバランス料金単価の最高値は、9/15に88.09円/kWhとなり、同コマのエリアプライスは39.95円/kWhとなった。以降、低下傾向にある。
- エリアプライスの最高値は7/1に100.02円/kWhとなったが、以降落ち着いた水準となっている。

関西 エリアプライス、インバランス料金単価の推移

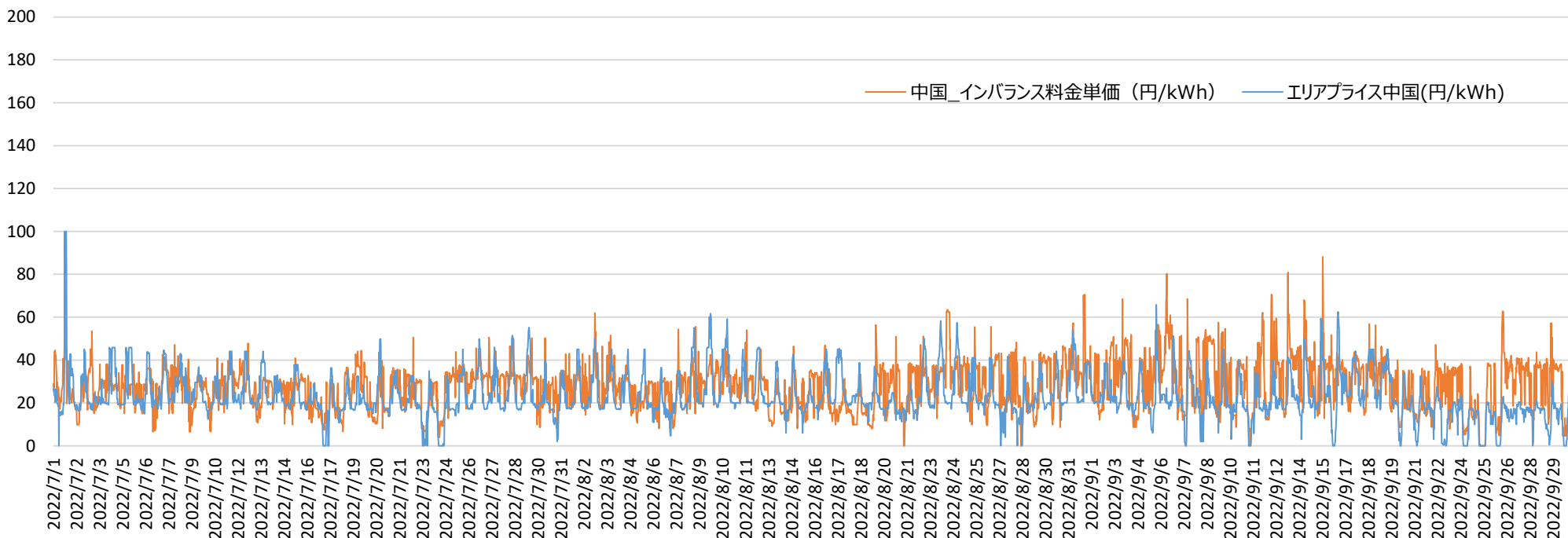


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2022年11月29日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更となっている。

インバランス料金単価とエリアプライスの推移（8）

- 中国エリアのインバランス料金単価とエリアプライスの推移は次のとおり。
- インバランス料金単価の最高値は、9/15に88.09円/kWhとなり、同コマのエリアプライスは39.95円/kWhとなった。以降、低下傾向にある。
- エリアプライスの最高値は7/1に100.02円/kWhとなったが、以降落ち着いた水準となっている。

中国 エリアプライス、インバランス料金単価の推移

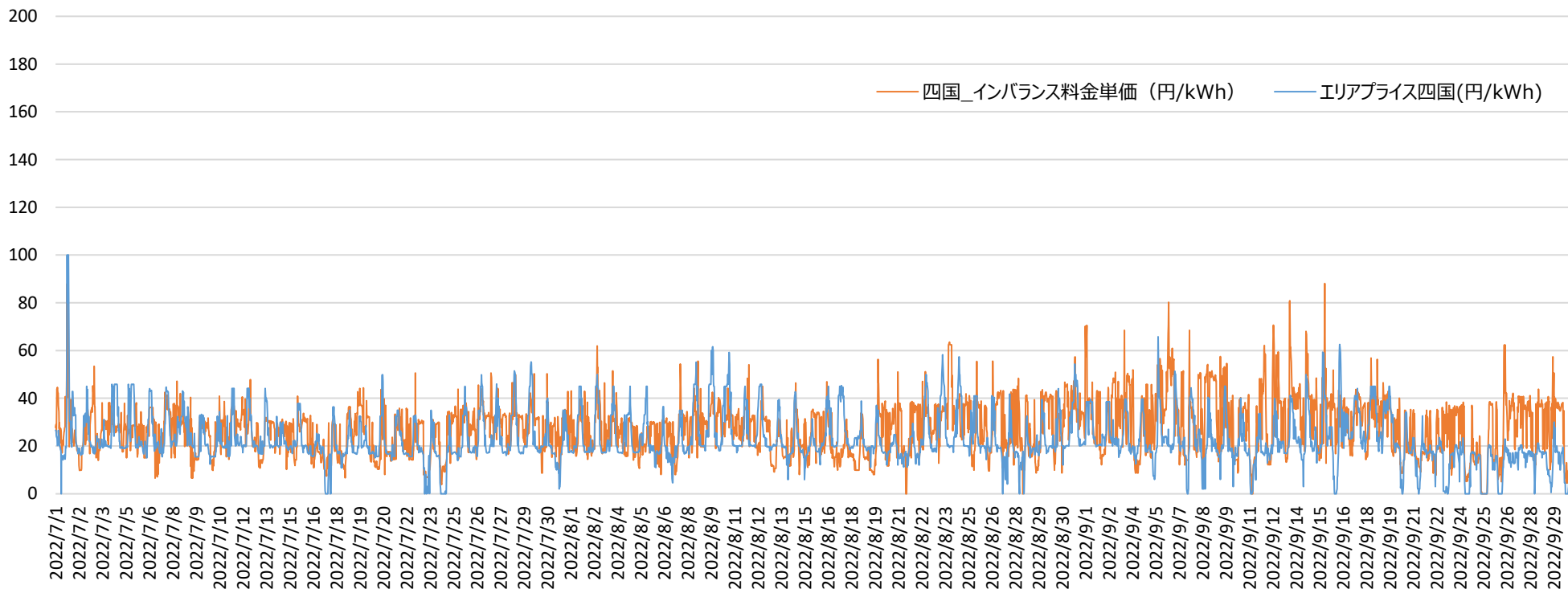


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2022年11月29日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更となっている。

インバランス料金単価とエリアプライスの推移（9）

- 四国エリアのインバランス料金単価とエリアプライスの推移は次のとおり。
- インバランス料金単価の最高値は、9/15に88.09円/kWhとなり、同コマのエリアプライスは39.95円/kWhとなった。以降、低下傾向にある。
- エリアプライスの最高値は7/1に100.02円/kWhとなったが、以降落ち着いた水準となっている。

四国 エリアプライス、インバランス料金単価の推移

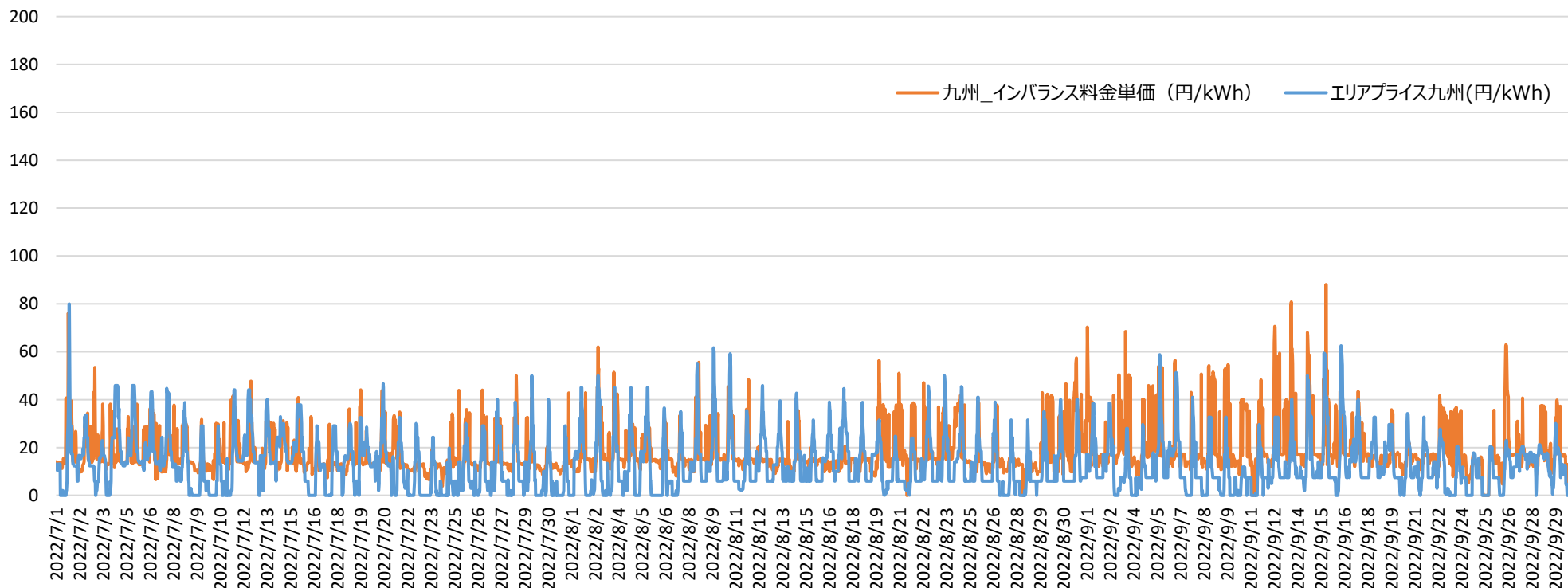


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2022年11月29日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更となっている。

インバランス料金単価とエリアプライスの推移（10）

- 九州エリアのインバランス料金単価とエリアプライスの推移は次のとおり。
- インバランス料金単価の最高値は、9/15に88.09円/kWhとなり、同コマのエリアプライスは39.95円/kWhとなった。以降、低下傾向にある。
- エリアプライスの最高値は7/1に80円/kWhとなったが、以降落ち着いた水準となっている。

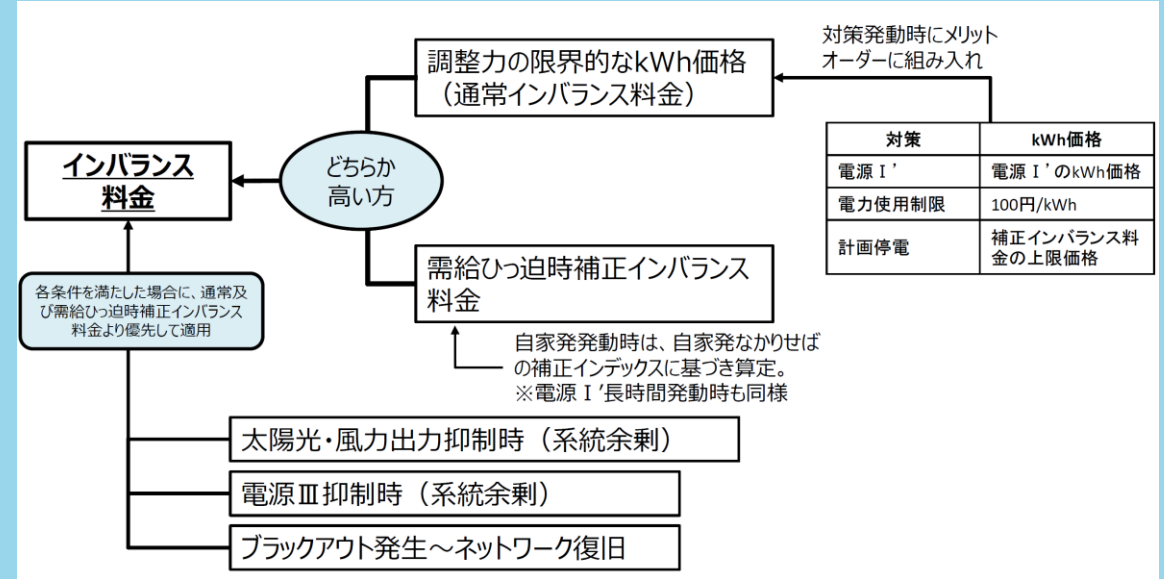
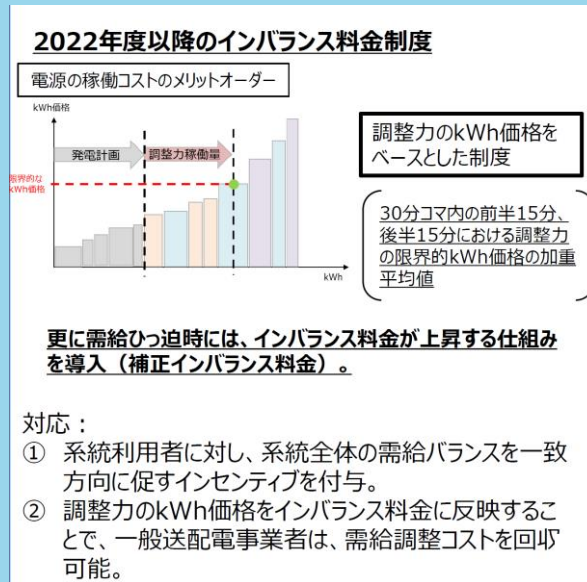
九州 エリアプライス、インバランス料金単価の推移



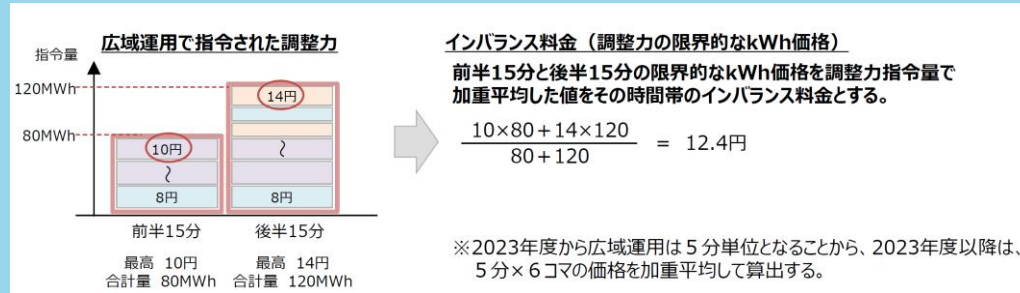
出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2022年11月29日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更となっている。

(参考) インバランス算定方法 (2022年4月から)

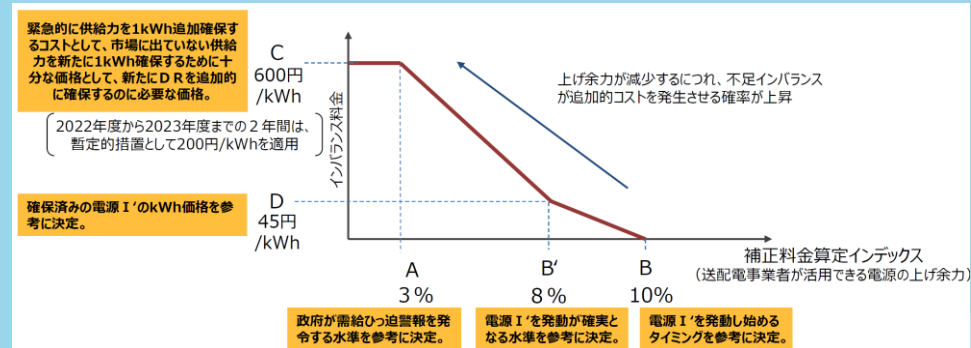
○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。



○調整力の限界的なkWh価格の算定方法



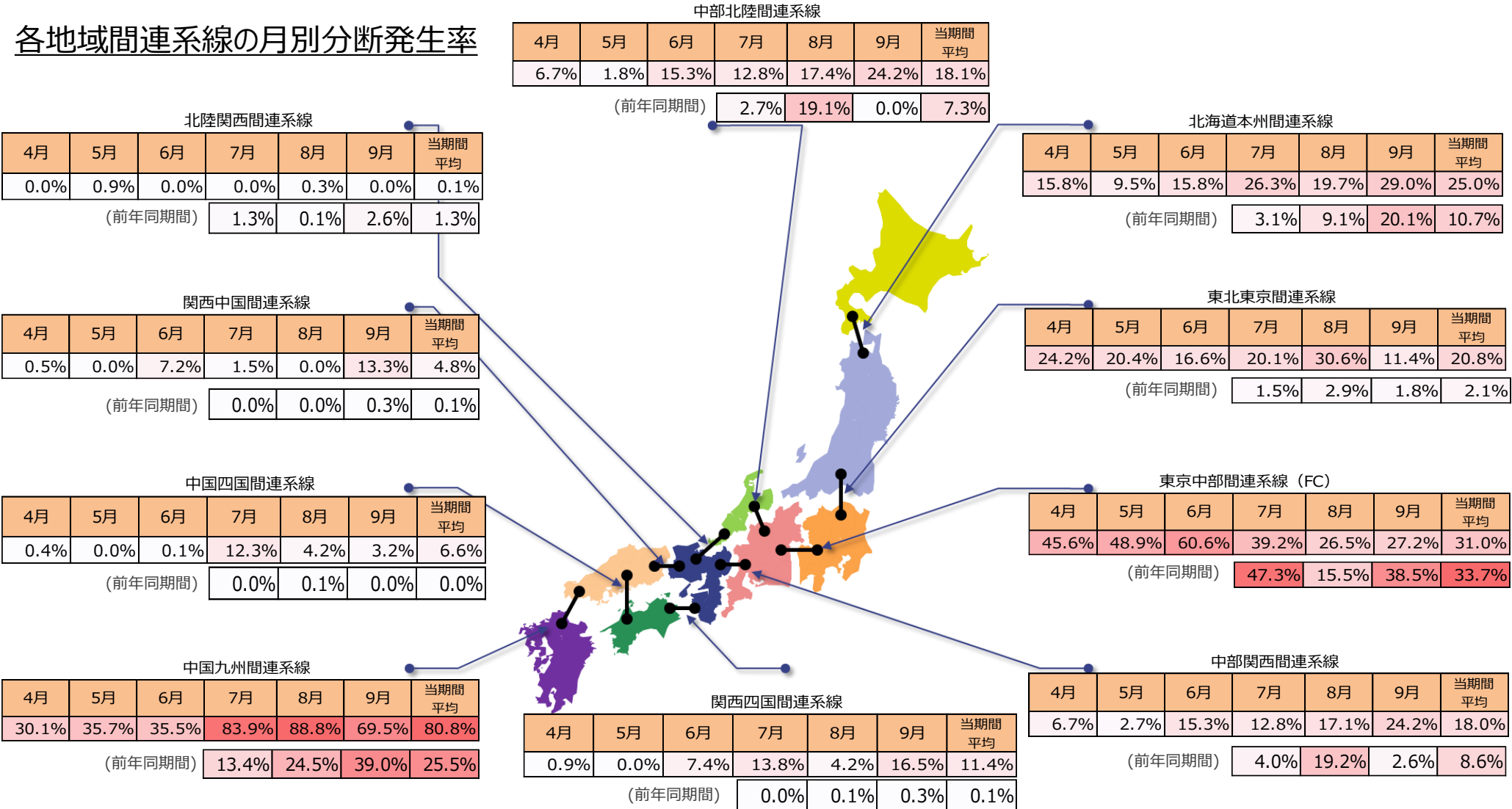
○需給ひっ迫時補正インバランス料金の考え方



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全体的に上昇。
 - 特に、「中国九州連系線」での上昇が顕著。
- 注)「北海道東北間連系線」「東北東京間連系線」については、各月連系線作業による運用制約が発生していた。

各地域間連系線の月別分断発生率



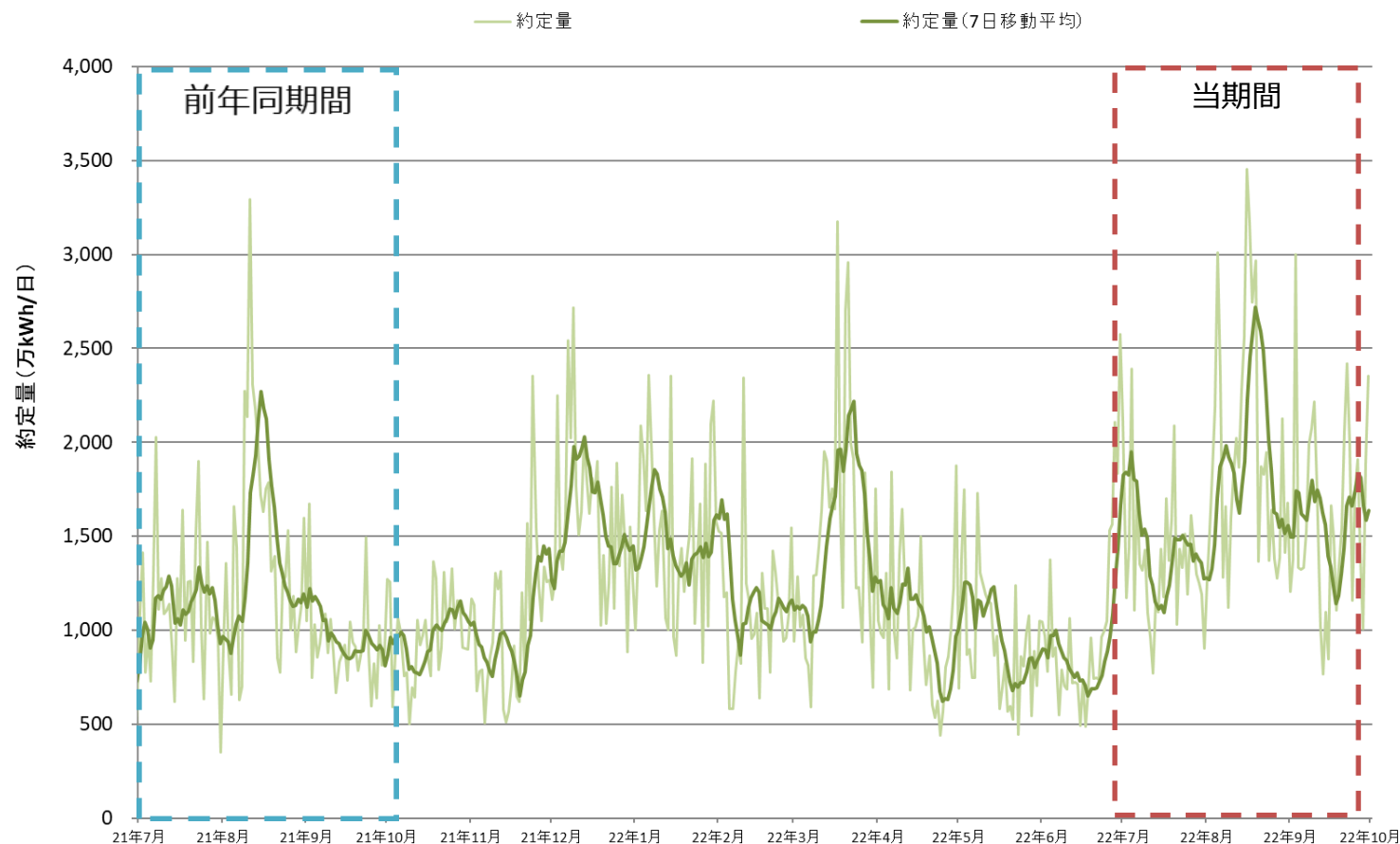
※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。

※ 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。

23

- 当期間における時間前市場の約定量は、15.1億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.4倍となっている。

時間前市場 約定量の推移
(2021年7月1日～2022年9月30日)



主要データ

約定量
(2022年7月～2022年9月)

15.1 億kWh

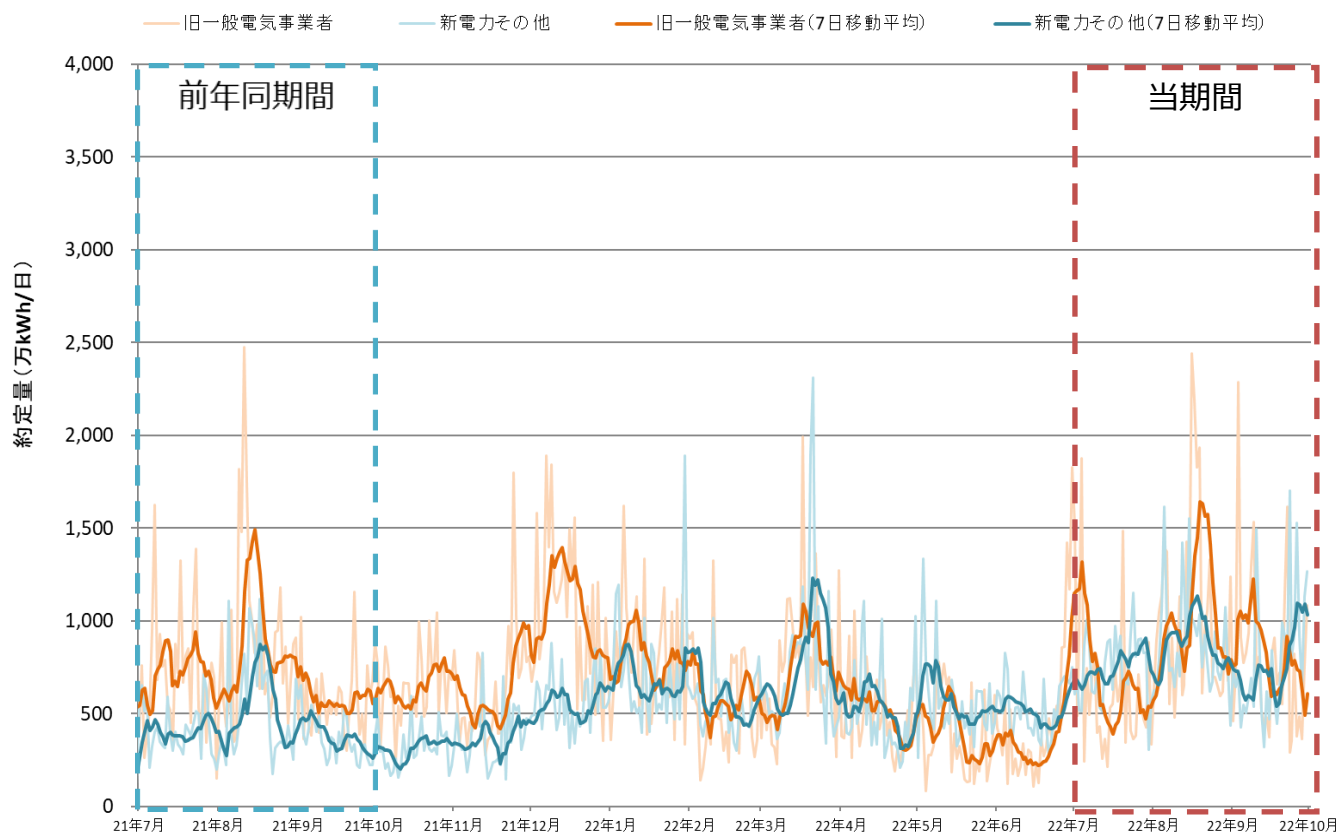
約定量の前年同時期対比
(対2021年7月～2021年9月)

1.4 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7.6億kWh、新電力その他の事業者は7.4億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1.9倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2021年7月1日～2022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
(2022年7月～2022年9月)

7.6 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7月～2021年9月)

1.1 倍

新電力その他の事業者による
売り約定量
(2022年7月～2022年9月)

7.4 億kWh

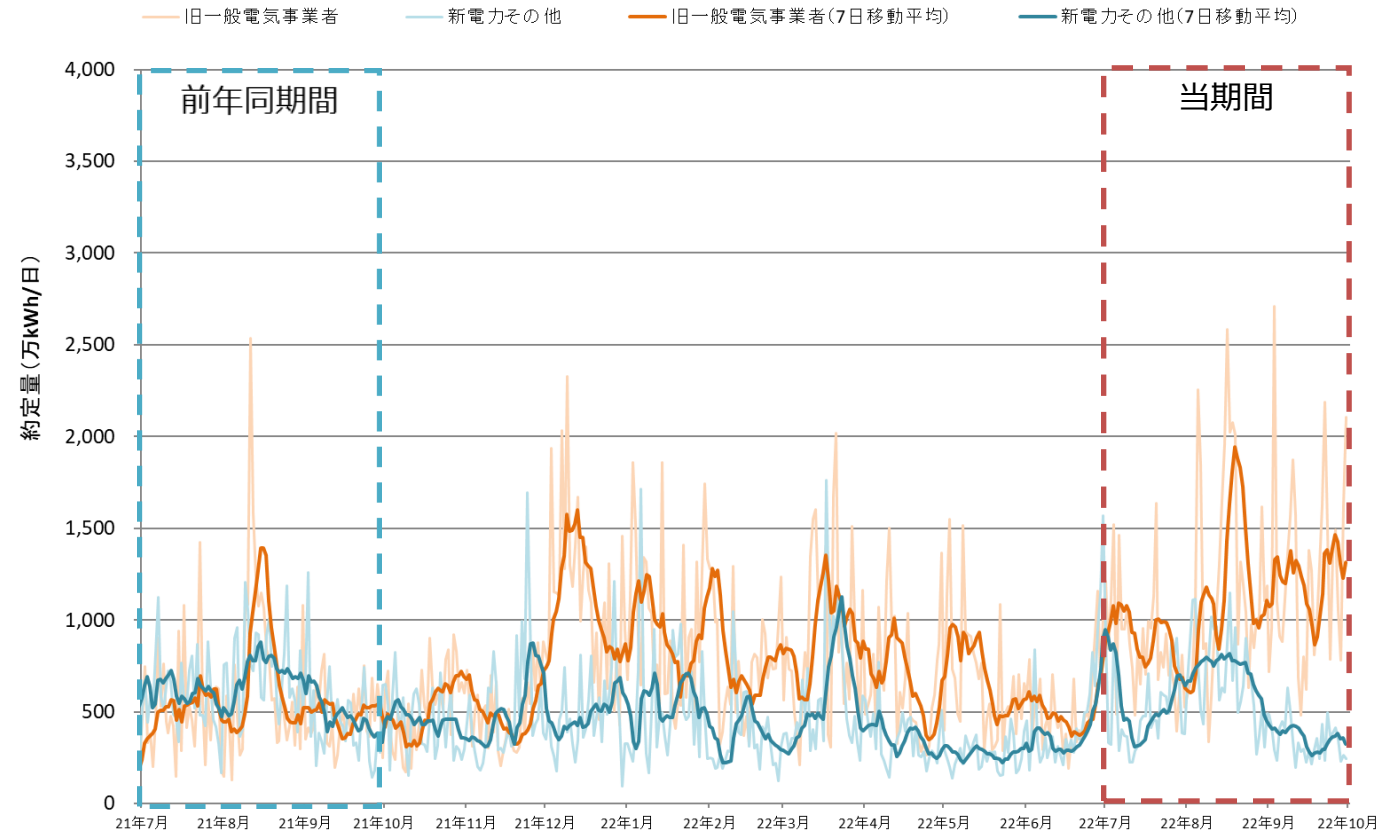
新電力その他の事業者による
売り約定量の前年同時期対比
(対2021年7月～2021年9月)

1.9 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10.3億kWh、新電力その他の事業者は4.8億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.9倍、新電力その他の事業者は0.9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7月1日～2022年9月30日)

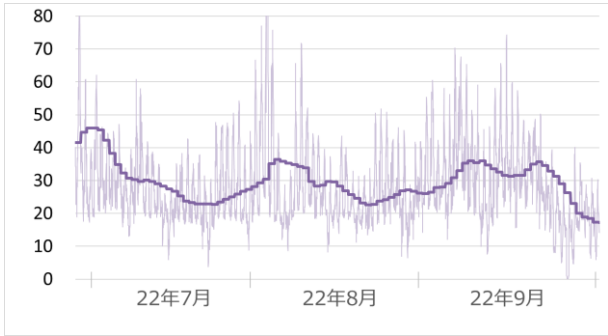
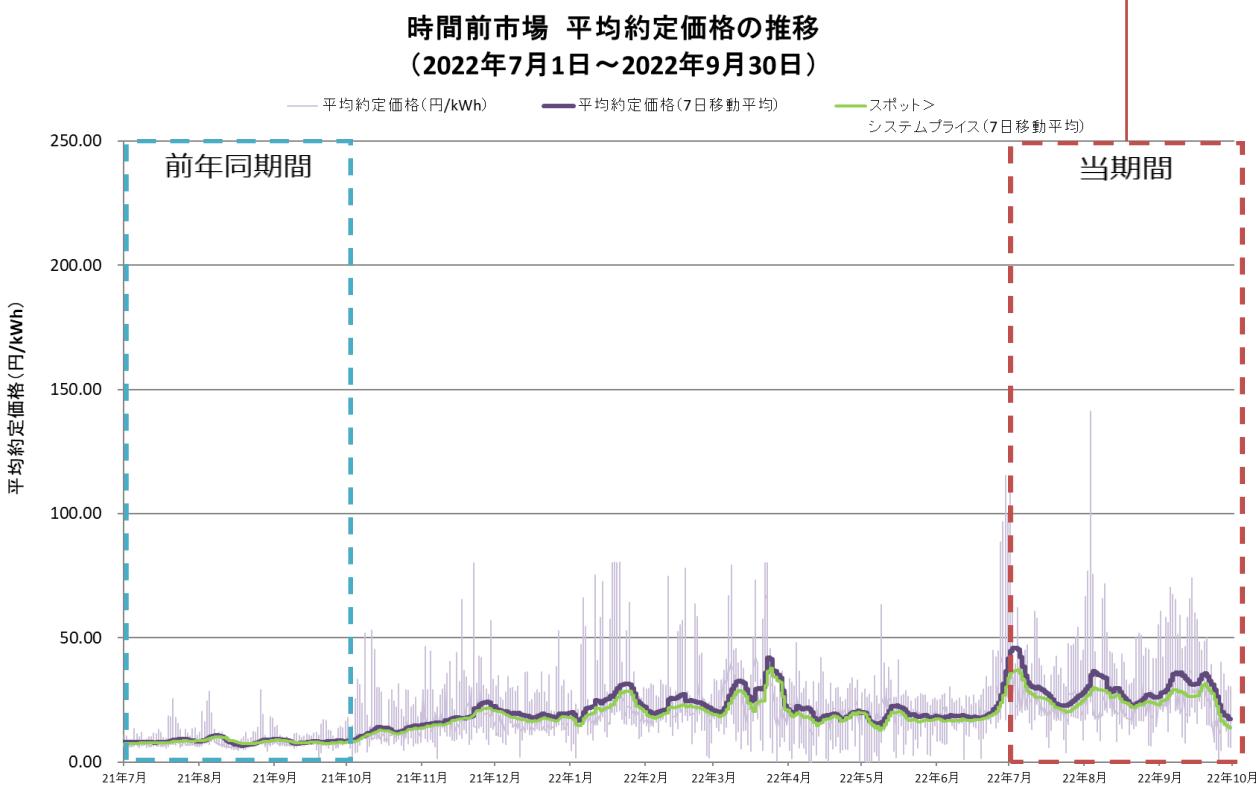


主要データ

旧一般電気事業者による 買い約定量 (2022年7月～2022年9月)
10.3 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7月～2021年9月)
1.9 倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2022年7月～2022年9月)
4.8 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7月～2021年9月)
0.9 倍

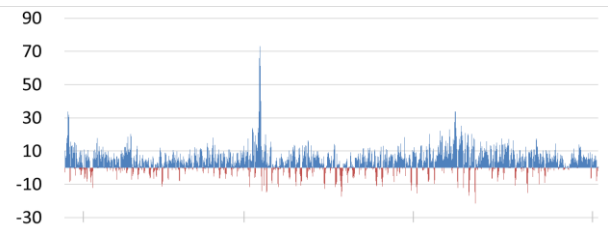
時間前市場の平均約定価格

- 当期間における時間前市場の平均約定価格は、28.4円/kWhであった。前年同期間の平均8.4円/kWhと比べて上昇した。
- 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3.6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) : +73.05円/kWh 8月3日 15:30
最大差(負) : - 21.54円/kWh 9月9日 18:00



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	28.4	8.4	+20.0
(参考) スポット市場 平均システムプライス	24.8	8.2	+16.6
最高値	141.2	29.0	+112.2
最低値	0.08	1.17	-1.09

最高値 : 8月3日 16:30
最低値 : 9月25日 9:30

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2,620MWh（前年同時期対比0.18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564,678MWh（先渡市場の約216倍の規模）、EEXでは1,533,504MWh（先渡市場の約585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	2,620	100	0	2,520	0	0	14,770
	東京	2,620	100	0	2,520	0	0	11,850
	関西	0	0	0	0	0	0	2,920
売り入札	合計	205,904	4,520	0	58,296	143,088	0	2,108,218
	東京	174,376	1,720	0	29,568	143,088	0	610,898
	関西	31,528	2,800	0	28,728	0	0	1,497,320
買い入札	合計	6,970,874	506,710	987,700	1,840,104	3,636,360	0	7,503,542
	東京	1,510,106	325,730	0	1,182,216	2,160	0	1,112,908
	関西	5,460,768	180,980	987,700	657,888	3,634,200	0	6,390,634

(参考) 先物市場 (TOCOM、EEX) 、ベースロード市場との約定量に関する比較

(TOCOM)

項目	地域	合計 (当四半期)			(参考) 合計 (前年同四半期)
			ベースロード	日中ロード	
約定量	合計	564,678	439,610	125,068	376,300
	東京	298,576	253,260	45,316	276,749
	関西	266,102	186,350	79,752	99,551

(EEX)

項目	地域	合計 (当四半期)			(参考) 合計 (前年同四半期)
			ベースロード	ピークロード	
約定量	合計	1,533,504	1,443,648	89,856	1,464,192
	東京	1,179,048	1,114,776	64,272	1,393,188
	関西	354,456	328,872	25,584	71,004

(ベースロード市場)

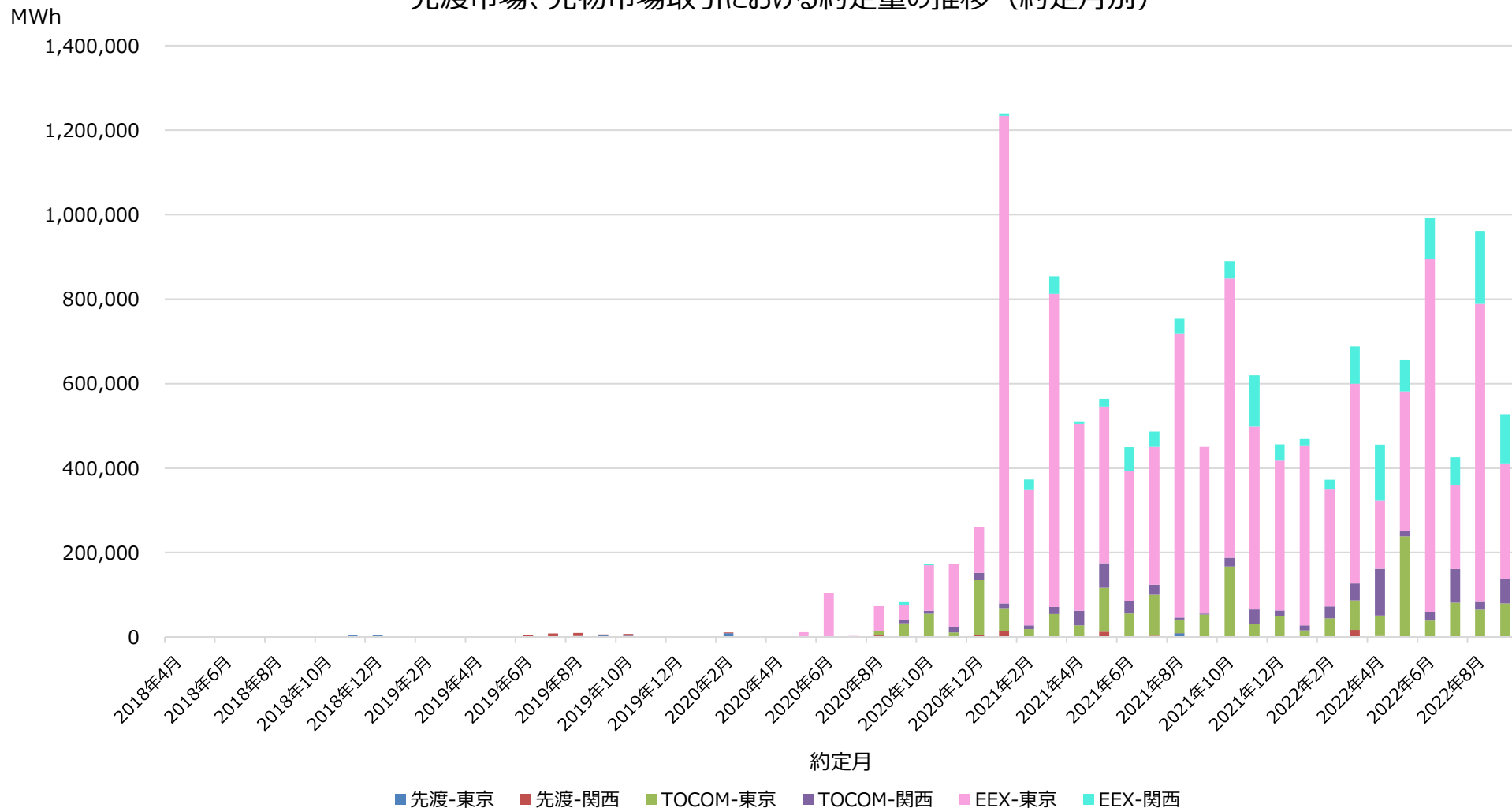
項目	地域	合計 (当四半期)	(参考) 合計 (前年同四半期)
約定量	合計	8,093,364	1,139,676
	北海道	876	242,652
	東京	48,180	101,616
	関西	8,044,308	795,408

※1 先渡市場は、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。
※2 先物市場は、JPXおよびEEXホームページ公開データを元に集計。
※3 ベースロード市場は、JEPXホームページ公開データを元に、kWhに換算して集計。

(参考) 先渡市場、先物市場取引における約定量推移 (約定月別)

○ 本四半期は、先渡市場は少量、また先物市場はEEXの東京商品が特に多い傾向が引き続き見られる。

先渡市場、先物市場取引における約定量の推移 (約定月別)



※1 先渡市場は、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。

※2 先物市場は、JPXおよびEEXホームページ公開データを元に集計。

【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
- 時間前市場の売買約定状況、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
- 新電力の電力調達状況
- 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：供給力に対する入札可能量の状況

○当該期間について、スポット市場或いは時間前市場の価格高騰日(30円/kWh以上)における旧一般電気事業者及びJERAからの提出データを確認した結果、以下未供出事案を除き、入札可能量の全量をスポット市場へ供出している。

○余剰電力の入札量未達事案

【7月17日・23日受渡し分 東北電力株式会社】

入札可能量の算定を誤り、余剰全量の売り入札を行っていた場合に比べて、供出量が17日分につき3.1GWh、23日分につき4.7GWh減少。いずれも約定価格の変動は見受けられず、再発防止の徹底を求めた。

【7月21日受渡し分 東京電力エナジーパートナー株式会社】

入札可能量の算定を誤り、余剰全量の売り入札を行っていた場合に比べて、供出量が3.8GWh減少。複数のコマ分において約定価格が数円程度上昇した可能性があり、再発防止を徹底するよう文書による業務改善指導を実施した。

【8月11日受渡し分 北海道電力株式会社】

入札価格の算定を誤ったことでシステムエラーを招いたため、余剰全量の売り入札を行っていた場合に比べて、供出量が計6.4GWh減少。複数のコマにおいて約定価格が数円から十数円程度変動した可能性があり、再発防止を徹底するよう文書による業務改善指導を実施した。

【8月31日受渡し分 北陸電力株式会社】

入札量・入札価格の設定を誤り、余剰全量の売り入札を行っていた場合に比べて、供出量が0.4GWh減少。特定のコマにおいて約定価格が数銭程度上昇した可能性があり、再発防止を徹底するよう文書による業務改善指導を実施した。

【9月16日受渡し分 中国電力株式会社】

システム更新を行わなかったため、余剰全量の売り入札を行っていた場合に比べて、供出量が15.99GWh減少。複数のコマにおいて約定価格が数円から十数円程度変動した可能性があり、再発防止を徹底するよう文書による業務改善指導を実施した。

出所：スポット市場・時間前市場の30円/kWh以上の高騰日における旧一般電気事業者(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)及びJERA提供データ及び、令和4年9月13日当委員会ニュースリリース「電力スポット市場における余剰全量供出の未達について」・同年11月24日当委員会ニュースリリース「電力スポット市場における余剰全量供出の未達について」より。

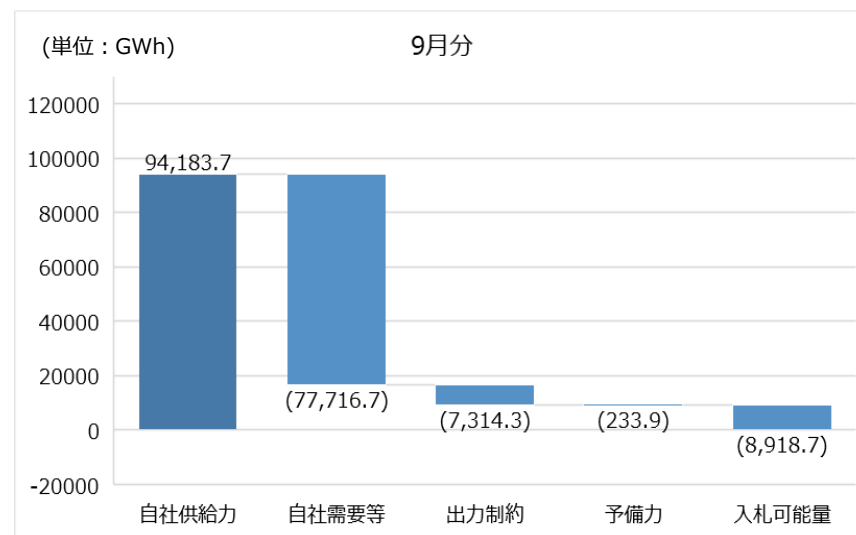
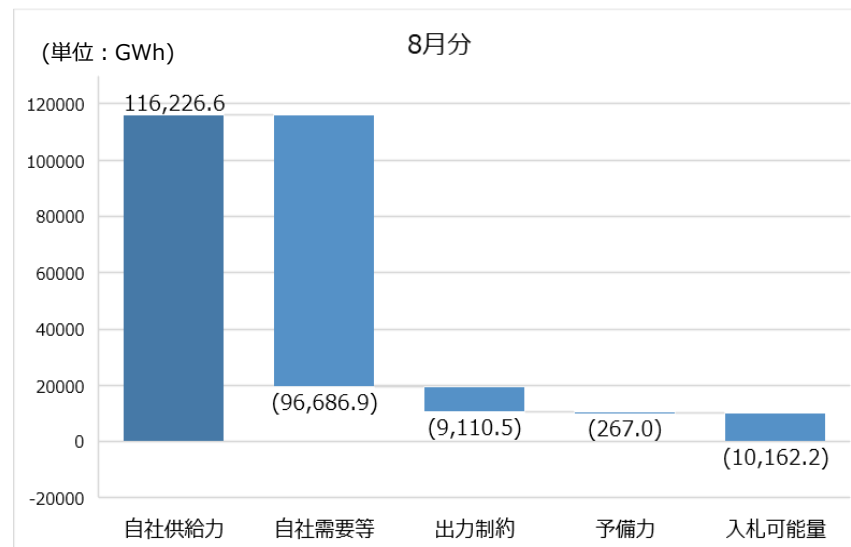
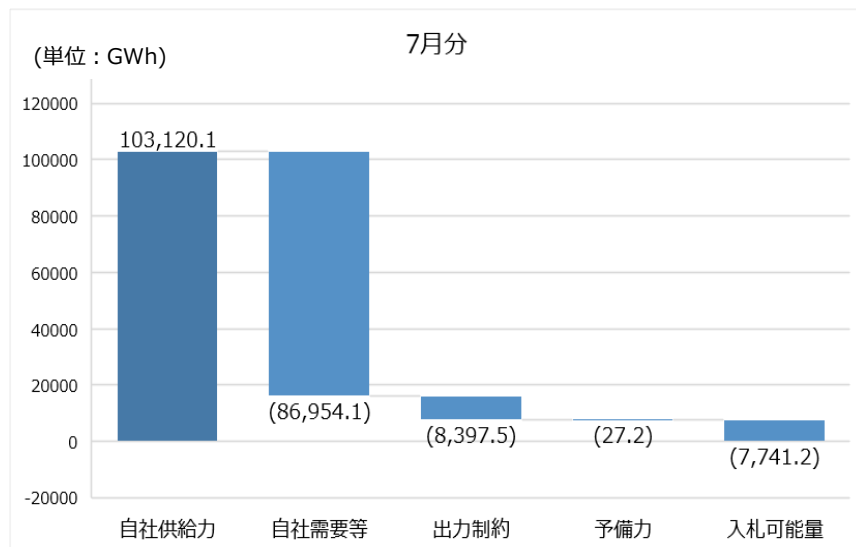
※ 30円/kWh以下の日にち・エリアは除外している。

・7月：7/10九州エリア、7/16 西エリア(中部、北陸、関西、中国、四国、九州)、7/23九州エリア

・9月：9/24 西エリア(中部、北陸、関西、中国、四国、九州)、9/25 全エリア、9/28 西エリア(中部、北陸、関西、中国、四国、九州)

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

- 電力スポット市場におけるコマ毎のシステムプライス、エリアプライス、時間前市場におけるコマ毎平均価格のいずれかが30円/kWh以上となった日における入札可能量の総量（2022年7月～9月）は、自社供給力に対し、約8～10%（7月:7.5%、8月:8.7%、9月:9.5%）であった。



出所：スポット市場・時間前市場の30円/kWh以上の高騰日（※）における旧一般電気事業者及びJERA提供データより。
参考：「電力スポット市場等の価格高騰時における大手電力事業者に対する監視及び情報公開の対応について」 <https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/news/20210629001.html>

30円/kWh未満となったエリアがある日は、集計日から除外している。

- ・7月：7/10九州エリア、7/16 西エリア(中部、北陸、関西、中国、四国、九州)、7/23九州エリア
- ・9月：9/24 西エリア(中部、北陸、関西、中国、四国、九州)、9/25 全エリア
9/28 西エリア(中部、北陸、関西、中国、四国、九州)

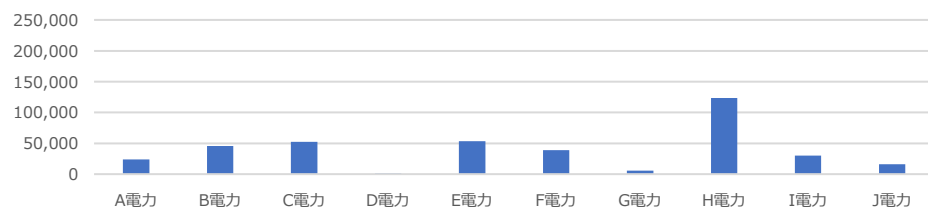
データ集計日数 7月：28日間分 8月：31日間分 9月：27日間分

※「電力スポット市場におけるコマ毎のシステムプライス、エリアプライス、時間前市場におけるコマ毎平均価格のいずれかが」、「30円以上」となった場合の受渡日を示す。

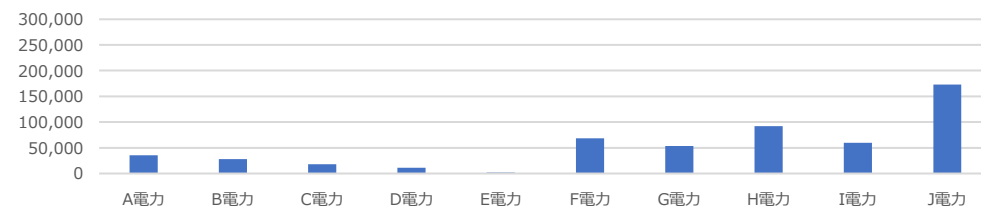
旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手別の約定状況

- 旧一電及びJERAの時間前市場の売り手としての約定量、買い手としての約定量を集計した。
- 売り手側としては、H電力、E電力、B電力等が主要な事業者となっている。買い手側としては、J電力、H電力、G電力等が主要な事業者となっている。需要が高まる8月に、約定量が多くなる傾向が見られる。

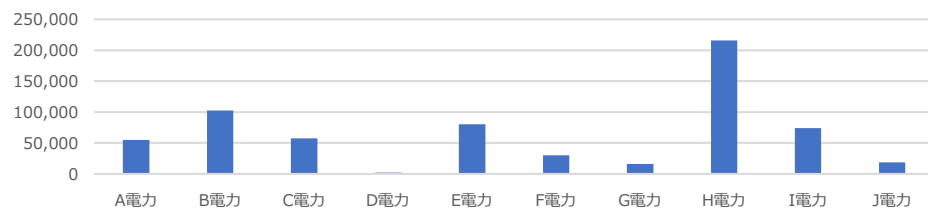
7月時間前市場 約定量 売り手別 (単位: MWh/h)



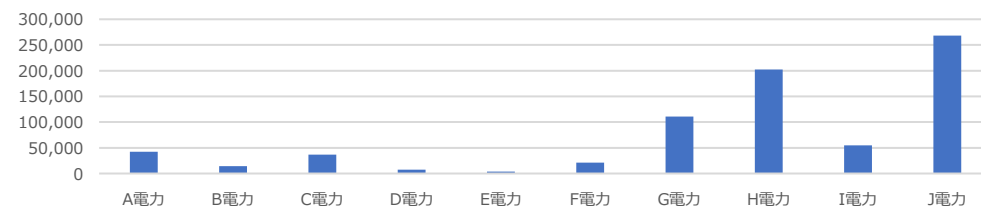
7月時間前市場 約定量 買い手別 (単位: MWh/h)



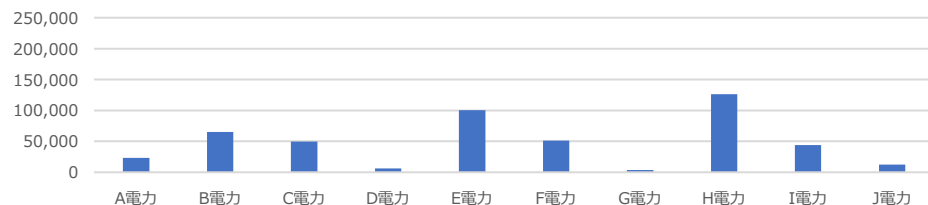
8月時間前市場 約定量 売り手別 (単位: MWh/h)



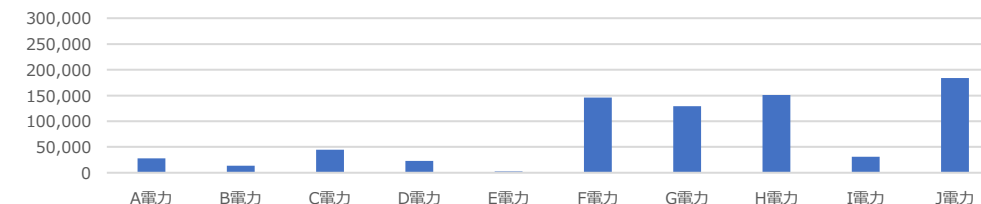
8月時間前約定量 買い手別 (単位: MWh/h)



9月時間前市場約定量 売り手別 (単位: MWh/h)



9月時間前市場約定量 買い手別 (単位: MWh/h)

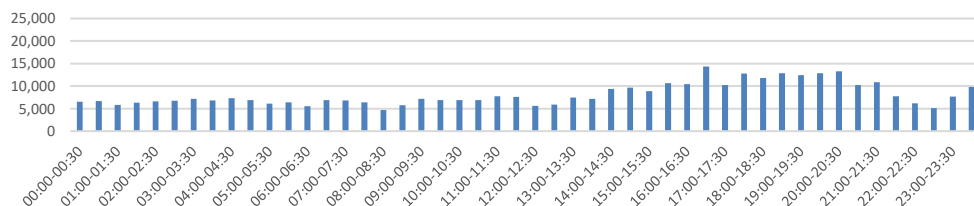


※JEPXデータ (非公開) より集計

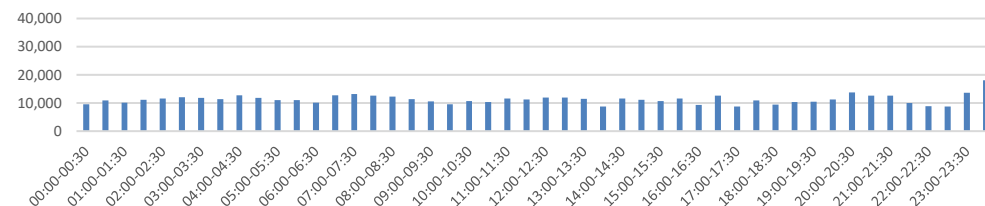
旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手コマ別の約定状況

- 旧一電、JERAの時間前市場における約定量を売り手別、買い手別にコマ毎に集計を行うと下図のとおり。
- 8月、9月には最終コマに向けて、売り約定量、買い約定量ともに増加する傾向がある。

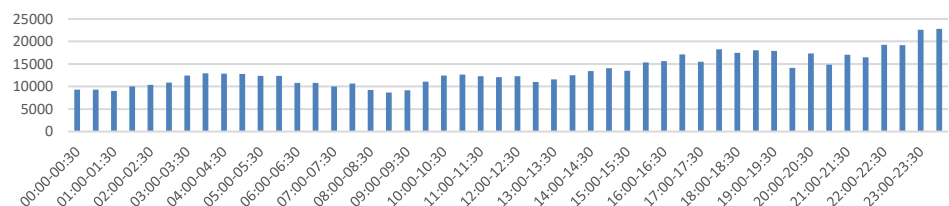
7月時間前市場 約定量 売り手コマ別 (単位：MWh/h)



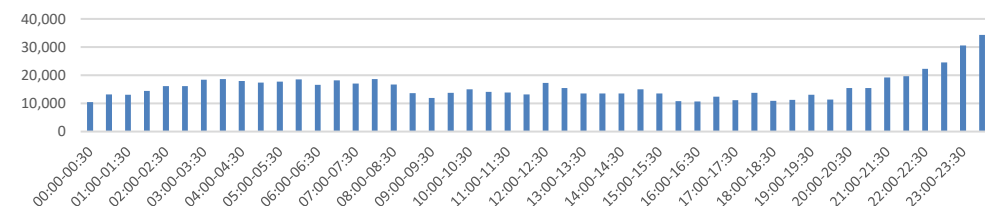
7月時間前市場 約定量 買い手コマ別 (単位：MWh/h)



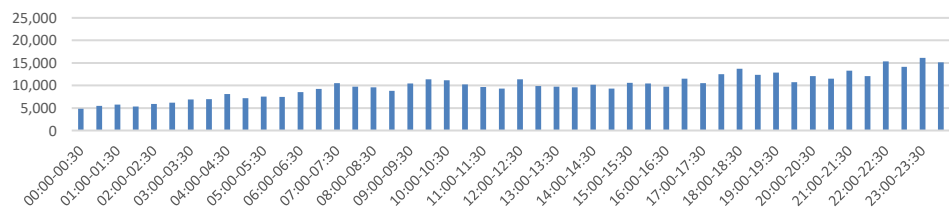
8月時間前市場 約定量 売り手コマ別 (単位：MWh/h)



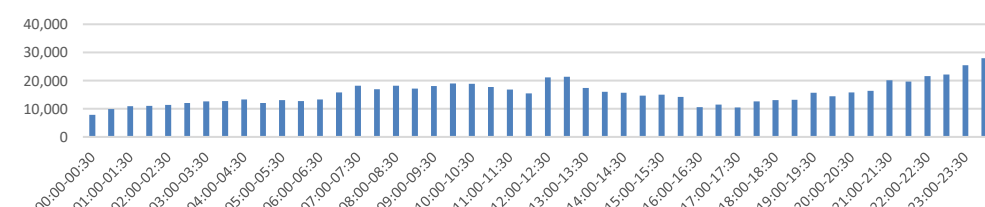
8月時間前市場 約定量 買い手コマ別 (単位：MWh/h)



9月時間前市場 約定量 売り手コマ別 (単位：MWh/h)

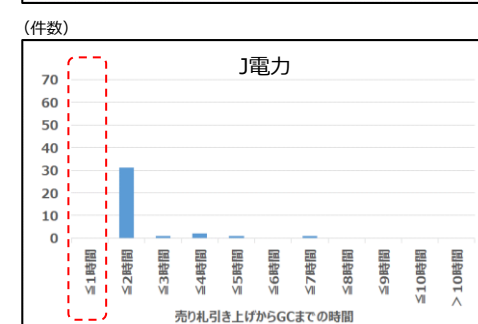
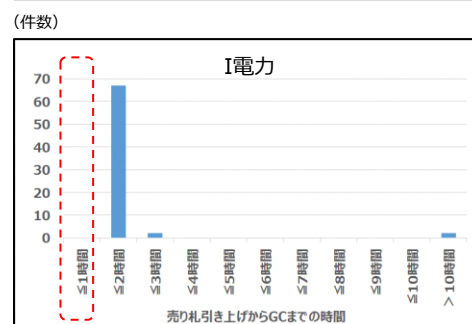
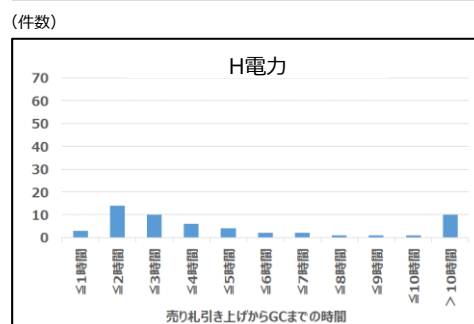
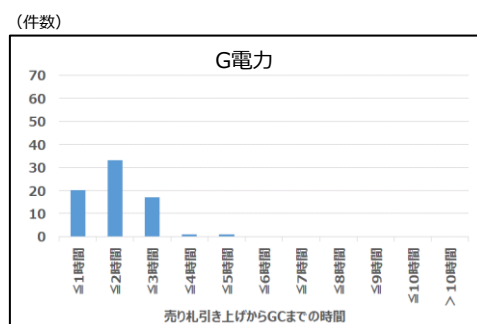
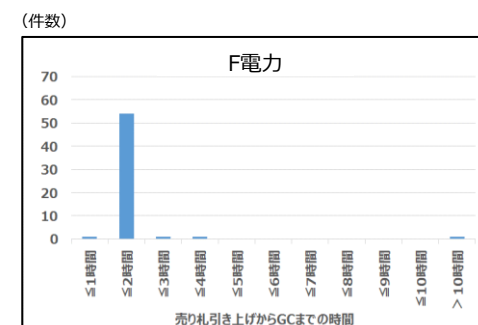
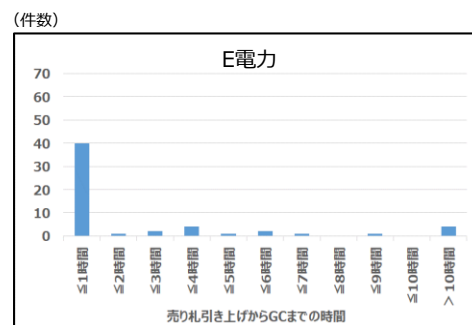
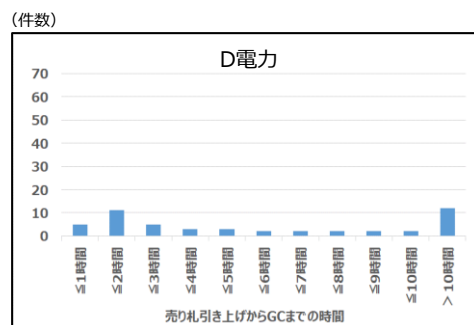
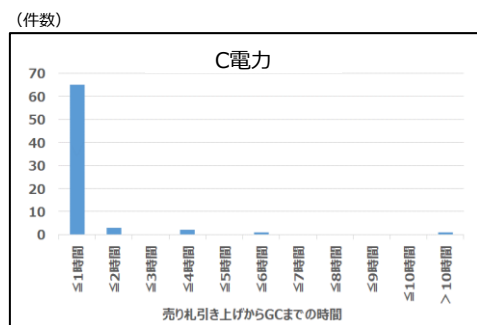
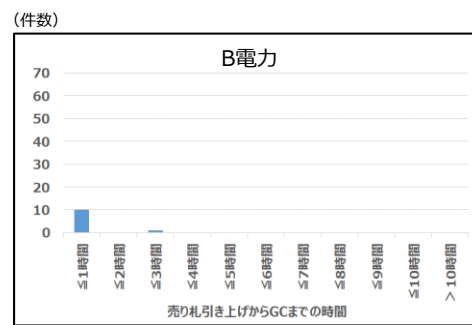
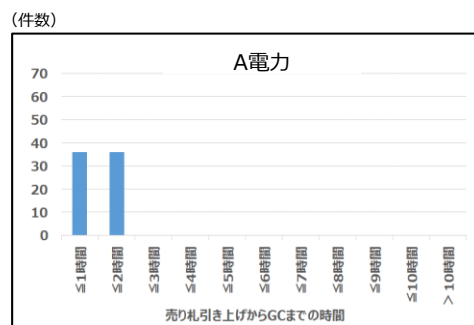
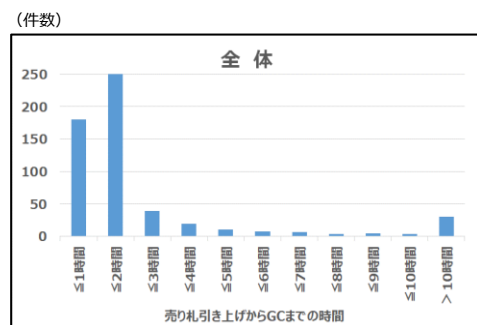


9月時間前市場 約定量 買い手コマ別 (単位：MWh/h)



旧一般電気事業者の売り札引き上げ状況（GCまでの残時間別 件数分布）

- サンプル3日間（7月1日、8月4日、9月26日）について、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180件であり、前四半期（150件）よりも増加。
- 前期に比べ、改善傾向となった事業者が複数存在（B電力、F電力では、1時間前に札が初めてカウントされた。）。

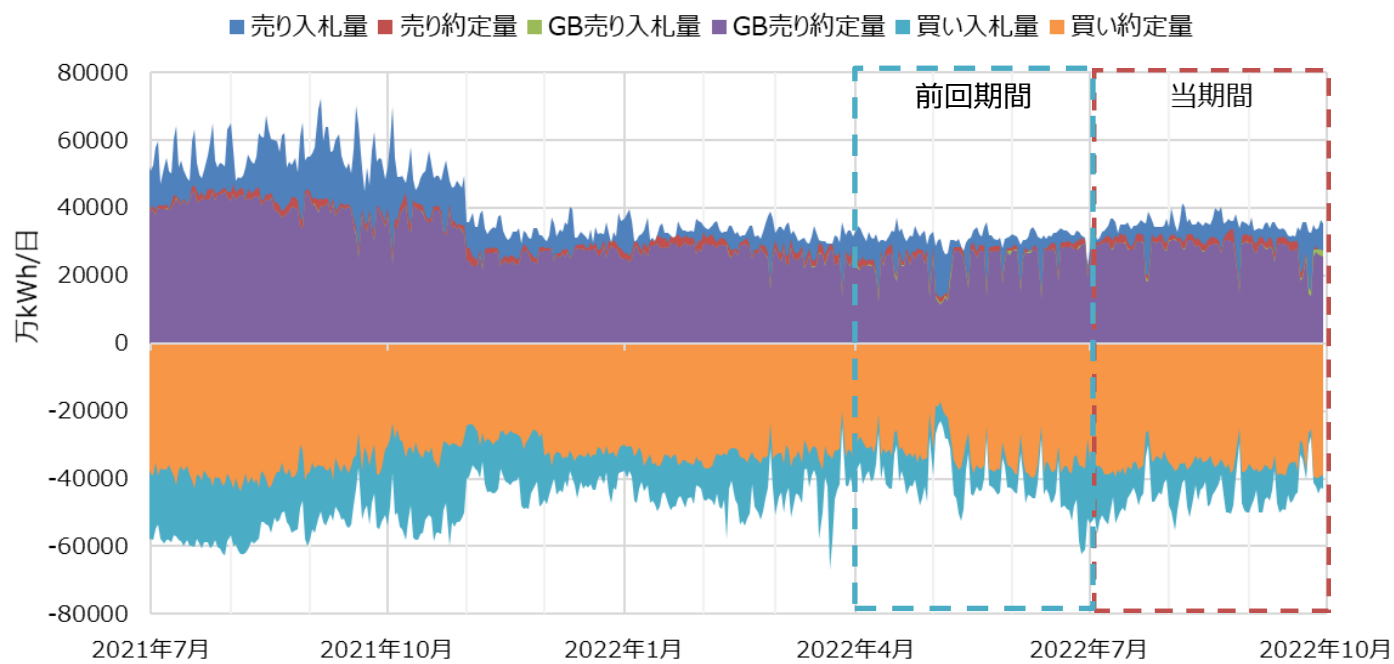


※ 毎時59分59秒時点で板上に存在していた売り札数を確認。それ以降に売り札が0件となる時刻を引き上げ時刻として、GCまでの時間を算出した。
 ※ 「00分」コマ（01:00等）のみを集計対象とし、「30分」コマ（01:30等）は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。
 ※ 各月の特徴日を事務局にてサンプリング。（7月：システムプライス最高価格日。8月：システムプライス50円/kWh以上のコマ数が最も多い日。9月：1日平均システムプライスが最も低い日。）

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（1）

○ 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256億kWh、売り約定量は254億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7月1日～2022年9月30日)



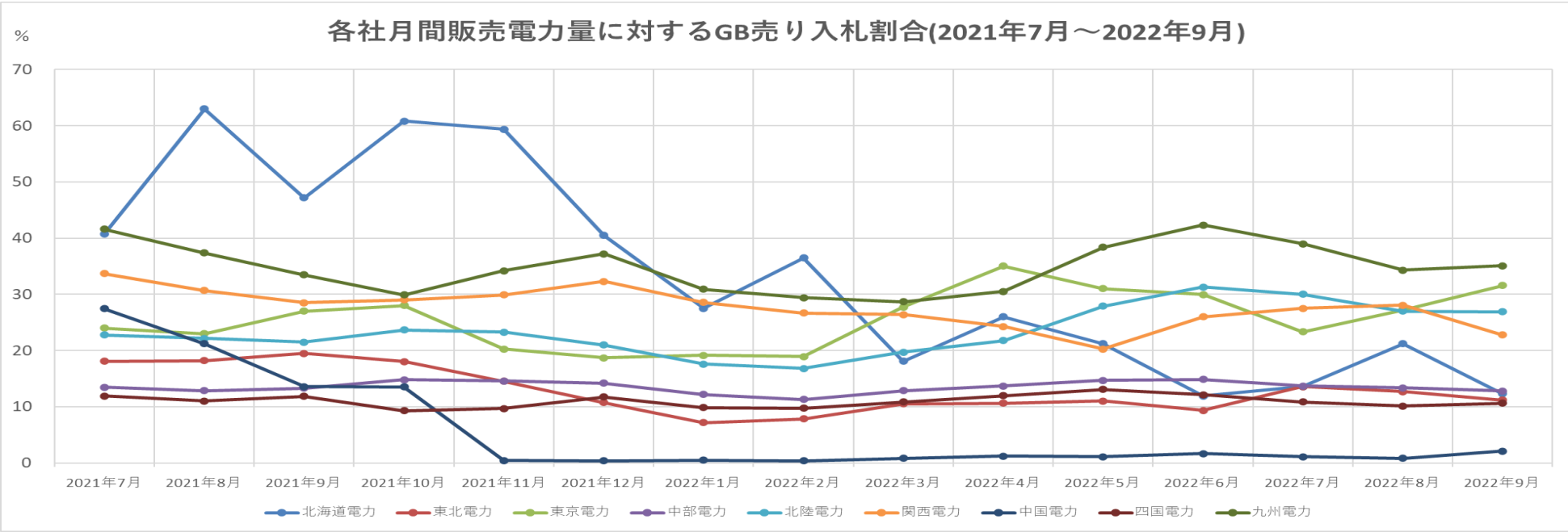
主要データ

旧一般電気事業者による GB売り入札量 (2022年7～9月)
256 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2022年4～6月)
1.2 倍
旧一般電気事業者による GB売り約定量 (2022年7～9月)
254 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2022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

- 2022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、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。



(単位: %)

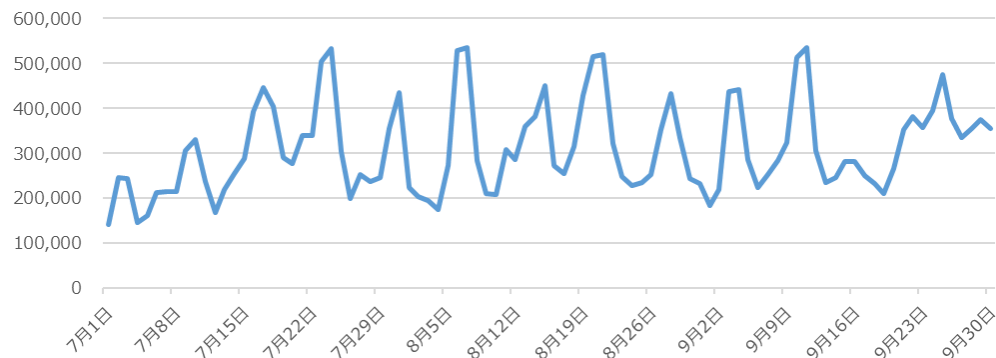
	取引量目標	2021年7月	2021年8月	2021年9月	2021年10月	2021年11月	2021年12月	2022年1月	2022年2月	2022年3月	2022年4月	2022年5月	2022年6月	2022年7月	2022年8月	2022年9月
北海道電力	H31年度末30%程度	40.7	63.0	47.2	60.8	59.4	40.5	27.5	36.5	18.1	26.0	21.2	11.9	13.6	21.2	12.3
東北電力	20%程度	18.1	18.2	19.5	18.1	14.6	10.8	7.2	7.9	10.5	10.6	11.1	9.4	13.6	12.7	11.2
東京電力	H30年度末20%程度	24.0	23.0	27.0	28.0	20.3	18.7	19.2	18.9	27.7	35.0	31.0	30.0	23.3	27.2	31.6
中部電力	10%程度更なる増量	13.5	12.9	13.3	14.8	14.6	14.2	12.2	11.3	12.9	13.7	14.7	14.9	13.7	13.4	12.8
北陸電力	早期に20～30%	22.8	22.2	21.5	23.7	23.3	21.0	17.6	16.8	19.7	21.8	27.9	31.3	30	27	26.9
関西電力	1年程度を目途20%程度	33.7	30.7	28.5	29.0	29.9	32.3	28.6	26.7	26.4	24.3	20.3	26.0	27.5	28.1	22.8
中国電力	H30年度内に20%程度	27.5	21.3	13.6	13.5	0.5	0.4	0.5	0.4	0.8	1.3	1.1	1.7	1.1	0.9	2.2
四国電力	H32年度に30%程度	11.9	11.0	11.9	9.3	9.7	11.8	9.9	9.8	10.8	12.0	13.1	12.1	10.8	10.2	10.6
九州電力	開始3年を目途に30%程度	41.6	37.4	33.5	29.9	34.2	37.2	30.9	29.4	28.7	30.5	38.4	42.3	39.0	34.3	35.1

※ 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。

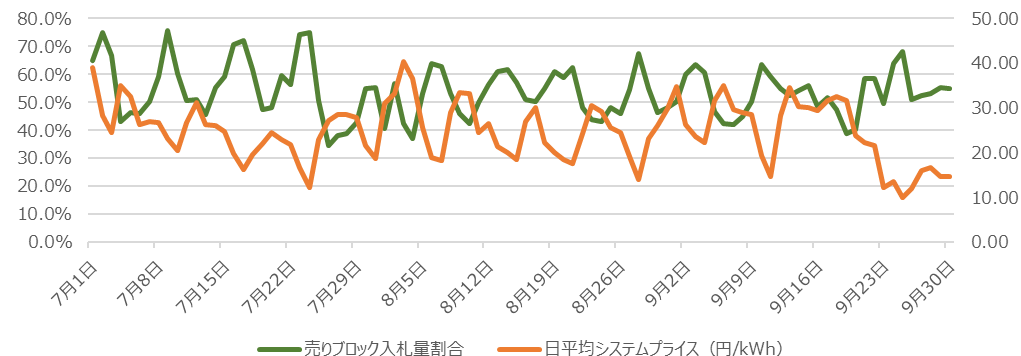
売りブロック入札の状況

- 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ではあるが、9月は約定率が低めとなっている。

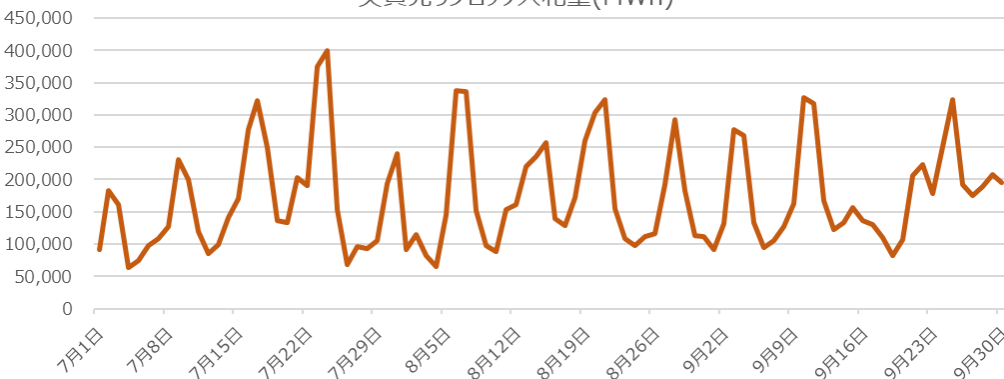
実質売り入札量(MWh)



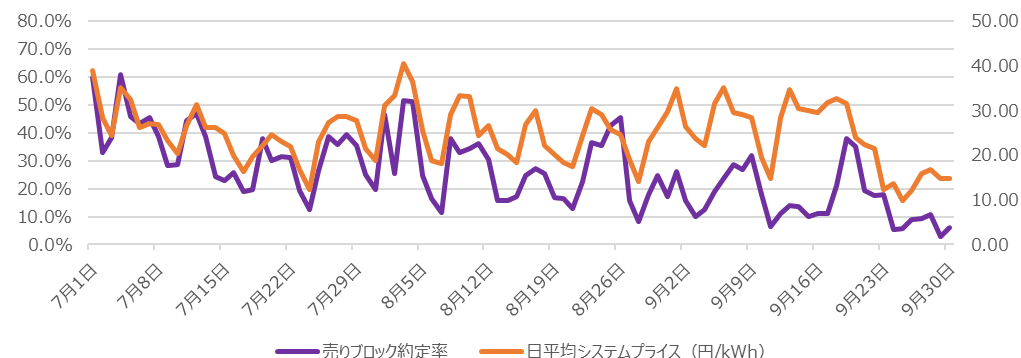
システムプライス平均値と売りブロック入札割合



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る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。

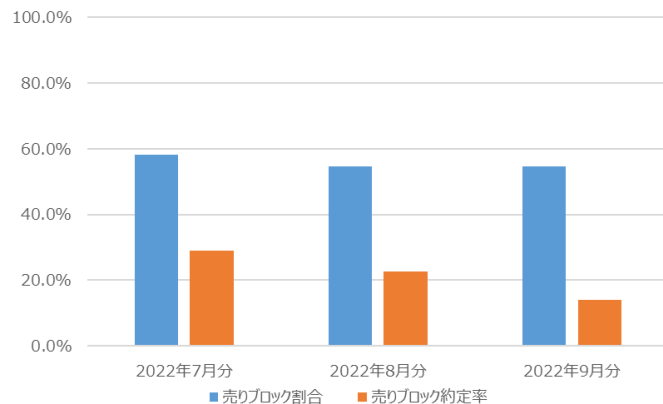
(c) 実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

（**）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。

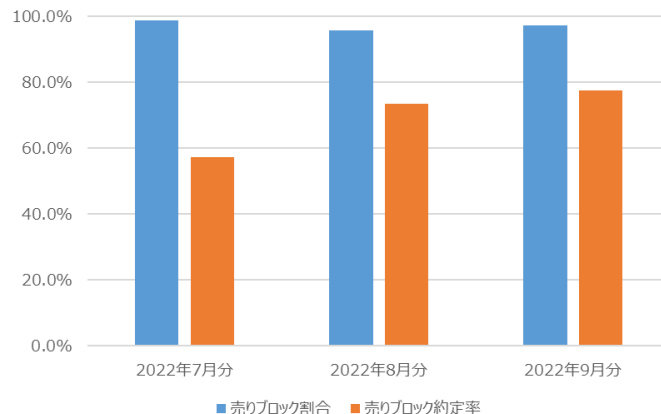
月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（1/2）

- ブロック入札割合が高いが、6社（A電力、C電力、F電力、G電力、J電力、K電力）は、約定割合が低い状況であった。
- このうち、F電力は2022年1月より入札方法を変更済み、K電力はシステム改修後に入札方法を変更予定（2023年2月以降の見込み）。

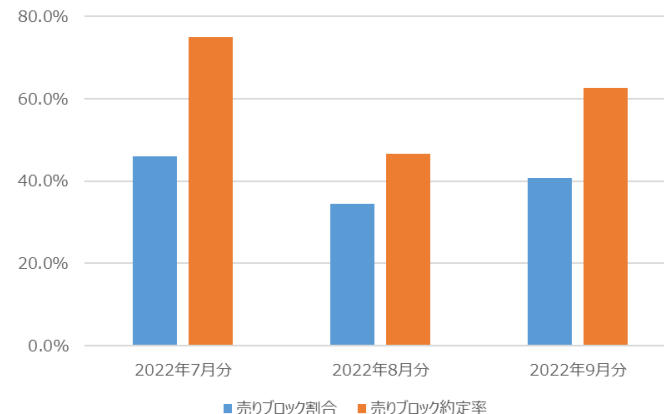
旧一電（沖縄電力除く）+ JERA



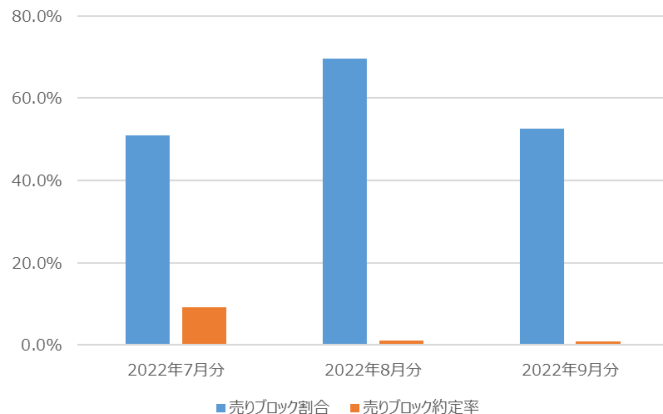
B電力



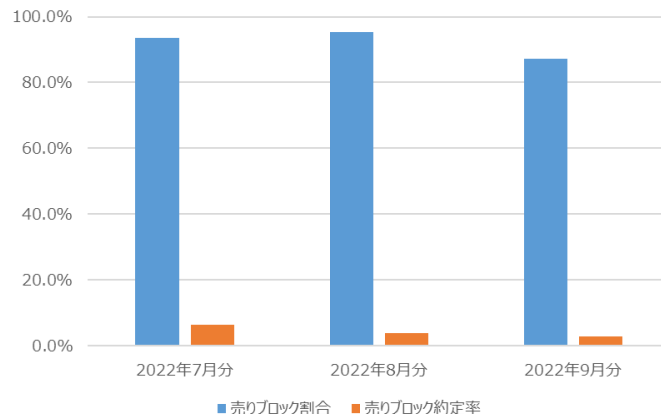
D電力



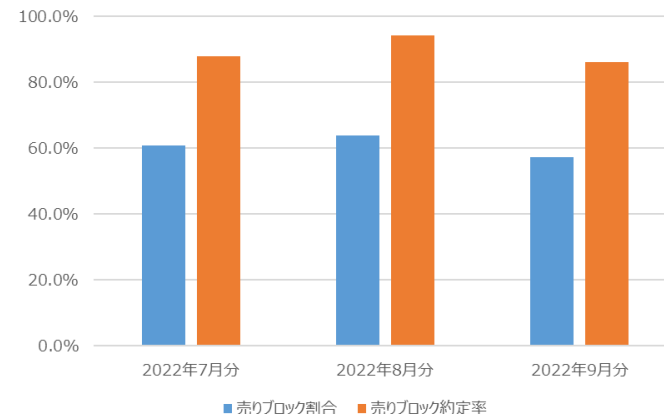
A電力



C電力

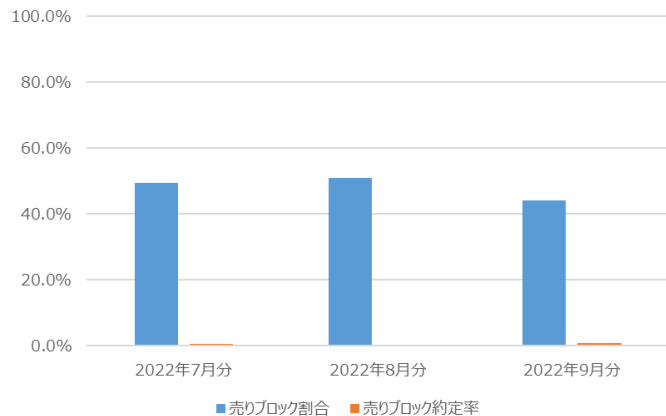


E電力



月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（2/2）

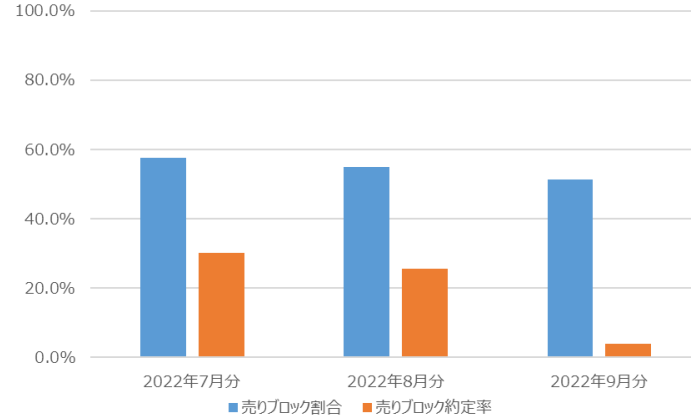
F電力



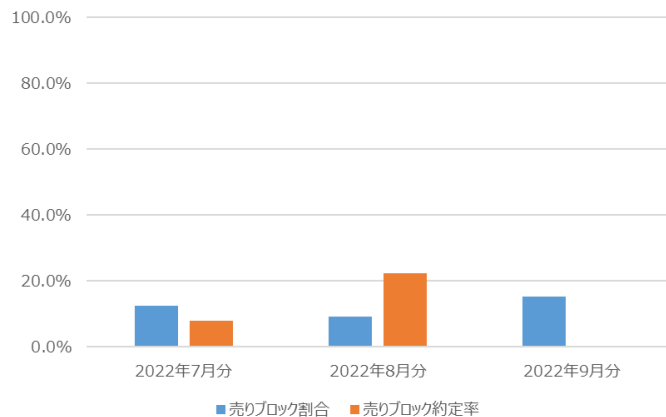
H電力(注1)



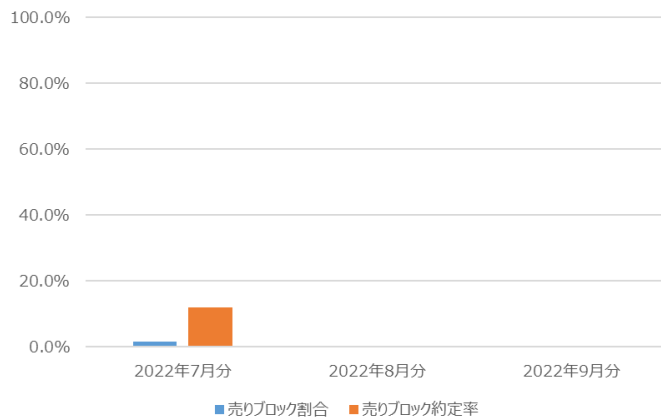
J電力



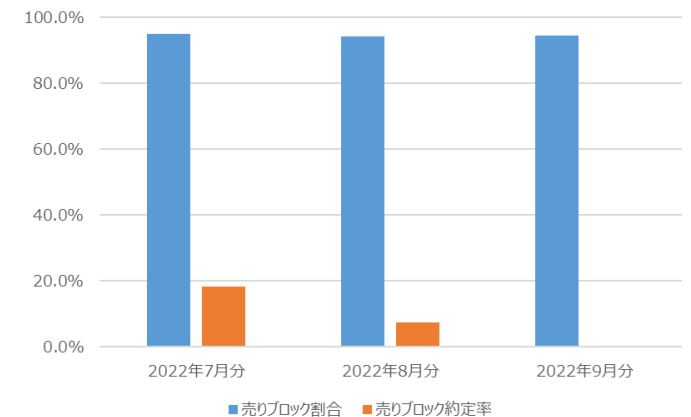
G電力



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。

(注)H電力では、売りブロック入札を実施していない。

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
※ バ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230万kWのうち、73万kWについて一般競争入札等に移行済み。前年同時期と比べると、ほぼ横ばい。
- 残り157万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電源としての売電等となっている。

公営水力発電設備（令和4年4月1日現在）
・発電所数：310箇所 ・総出力：約230万kW

公営24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 水力発電所 1 箇所	143,470 450	公募型プロポーザル	東北電力 久慈地域エネルギー	供給中
秋田県	水力発電所12箇所 水力発電所 2 箇所※2	92,900 8,250	公募型プロポーザル	東北電力 ローカルでんき	供給中
山形県	水力発電所 1 箇所 水力発電所 8 箇所 水力発電所4箇所※2 水力発電所1箇所※2	3,700 58,600 26,600 420	公募型プロポーザル	やまがた新電力 東北電力 地球クラブ 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	103,605	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 水力発電所6箇所	86,300 27,900	一般競争入札	エネット エネット	供給中
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 水力発電所 1 箇所	6,100 9,200	一般競争入札	とっとり市民電力 中国電力	供給中
合計		726,195			

合計件数 : 17件
合計最大出力 : 726,195kW
【水力設備総出力の31.5%】

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 2021年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）

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、相談等の動きは見られなかった。

2022年7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】

一今期においては、電力受給基本契約（複数年長期契約）の解消・見直し等の申し入れ、相談等の動きは見られなかった。

【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。

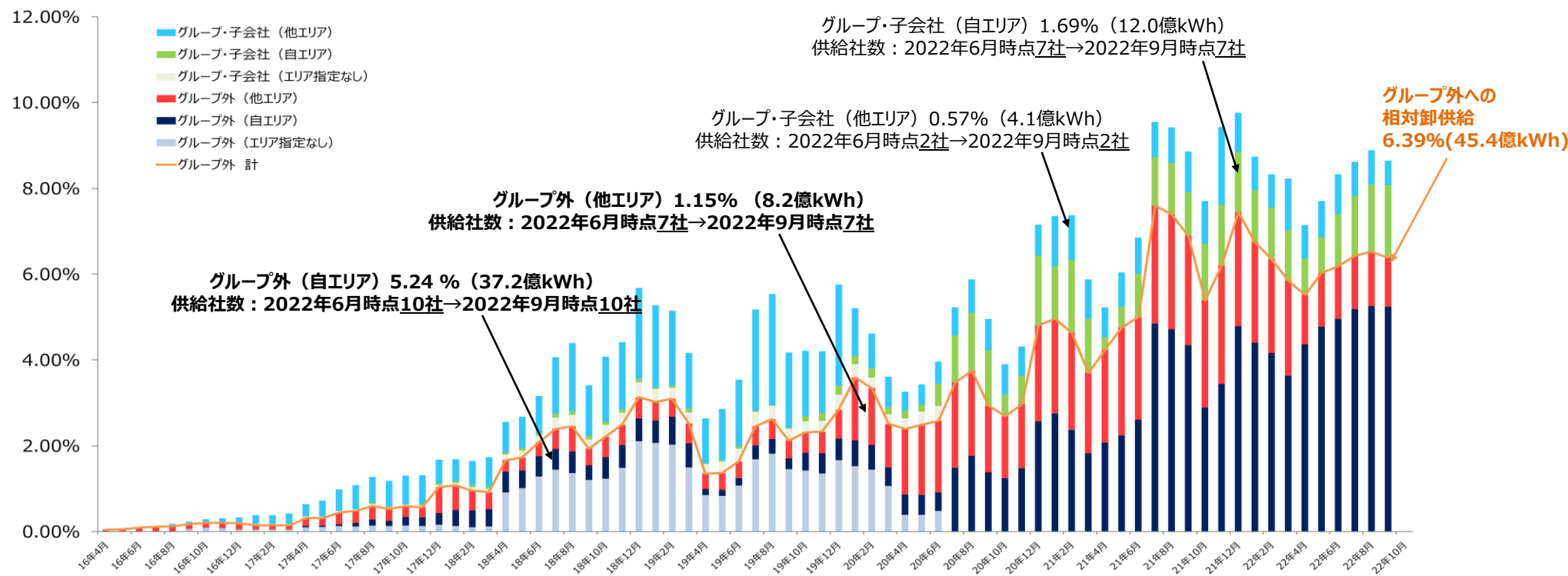
【参考：地方公共団体の売電契約に関する取り組み等（定期簡易アンケートより抜粋）】

- 旧一電との随意契約においても、以下の工夫が継続し取り組まれている。
 - ・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、地域産業振興プラン、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。
- 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。
- 随意契約満了後は、一般競争入札・公募型プロポーザルを検討中。
- 県のエネルギー政策等に寄与する公営電源の活用方法について検討中。

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2022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、8.65%であった。（61.45億kWh（前年同時期比1.0倍））
- グループ外への相対卸供給6.39%（45.4億kWh）は、新電力需要（139億kWh）の32.7%を占める。
- 総需要に占める常時BU販売電力量の割合は2.6%（18.4億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】

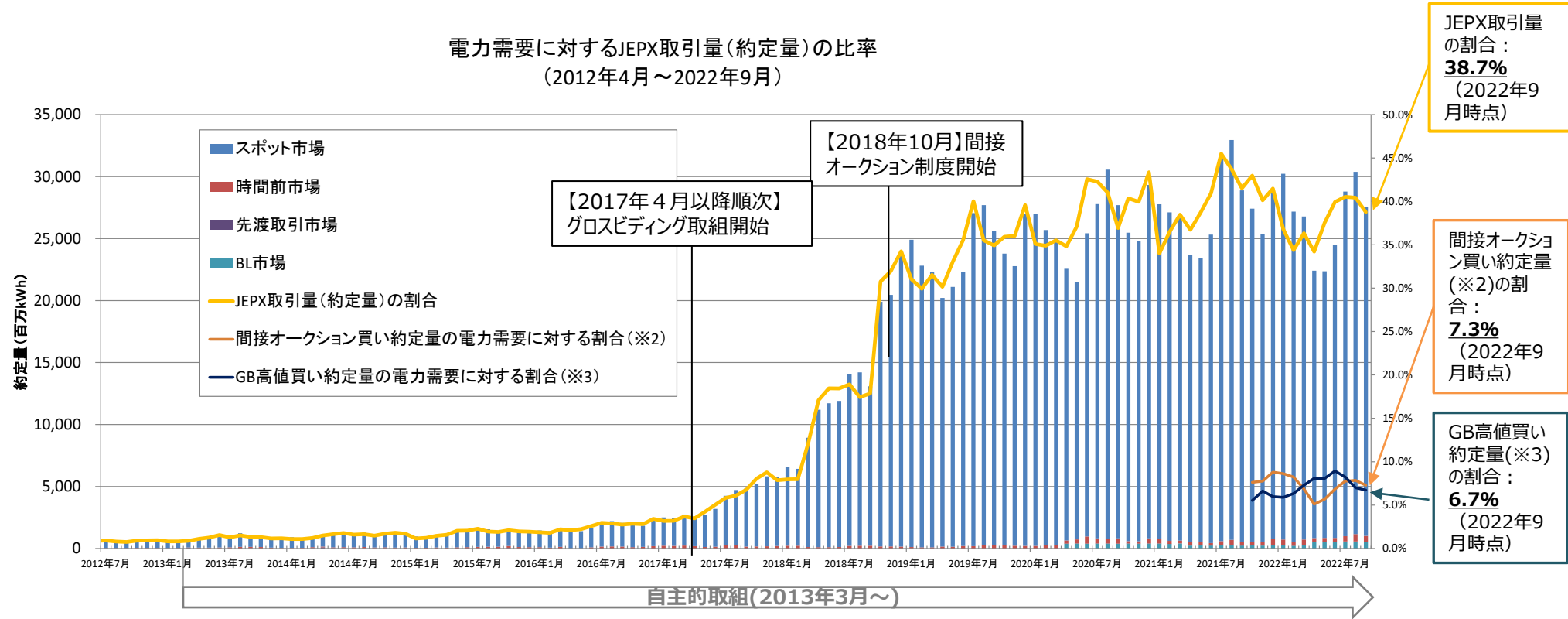
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - グロス・ビディングの状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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
 - 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

- 2022年9月時点における、日本の電力需要に対するJEPX取引量（約定量※1）の比率は38.7%であった。
- 間接オークション買い約定量（※2）、GB高値買い約定量（※3）の電力需要に対する比率は、それぞれ7.3%、6.7%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4月	2022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%	34.2%	38.7%
(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%	32.9%	37.3%
(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%	0.5%	0.7%
(内BL市場の割合)	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6%	0.4%	0.8%	0.8%

※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）。

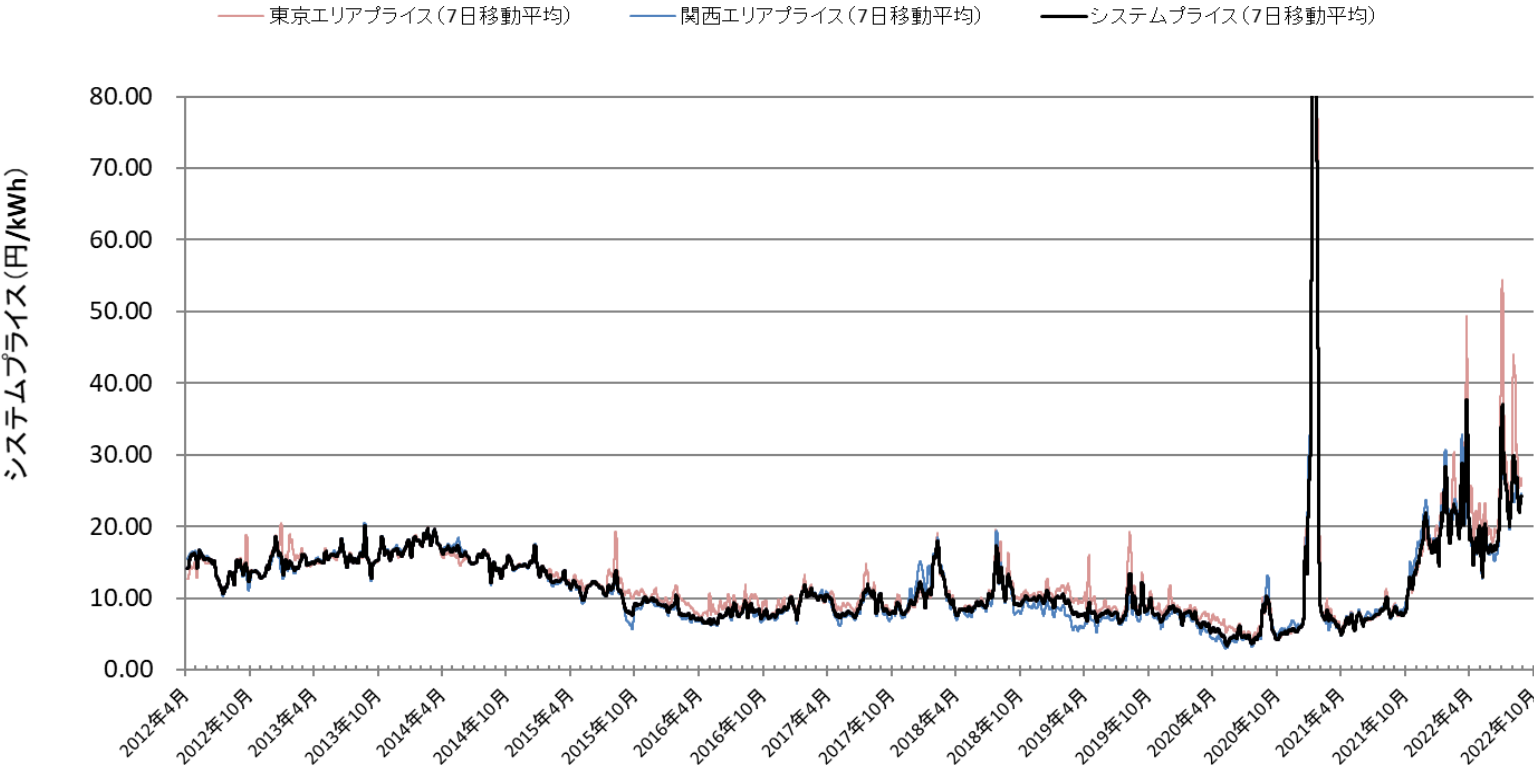
※2 間接オークション買い約定量は、JEPXのユーザーアカウントデータの属性で間接オークションに該当するアカウントの約定量を集計したもの。

※3 GB絶対買い約定量は、旧一電各社のうち、関西電力、北陸電力を除く事業者の通常アカウントは買い入札価格999円/kWhの札の約定量、北陸電力は200円/kWh、関西電力は210円/kWh以上の買い入札価格分での約定量を集計。

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していたが、4～5月に20円前後の水準まで低下。6月末以降再び上昇。
- 直近の7～9月では、東京エリアプライスが関西エリアプライスよりも高い水準で推移。

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)

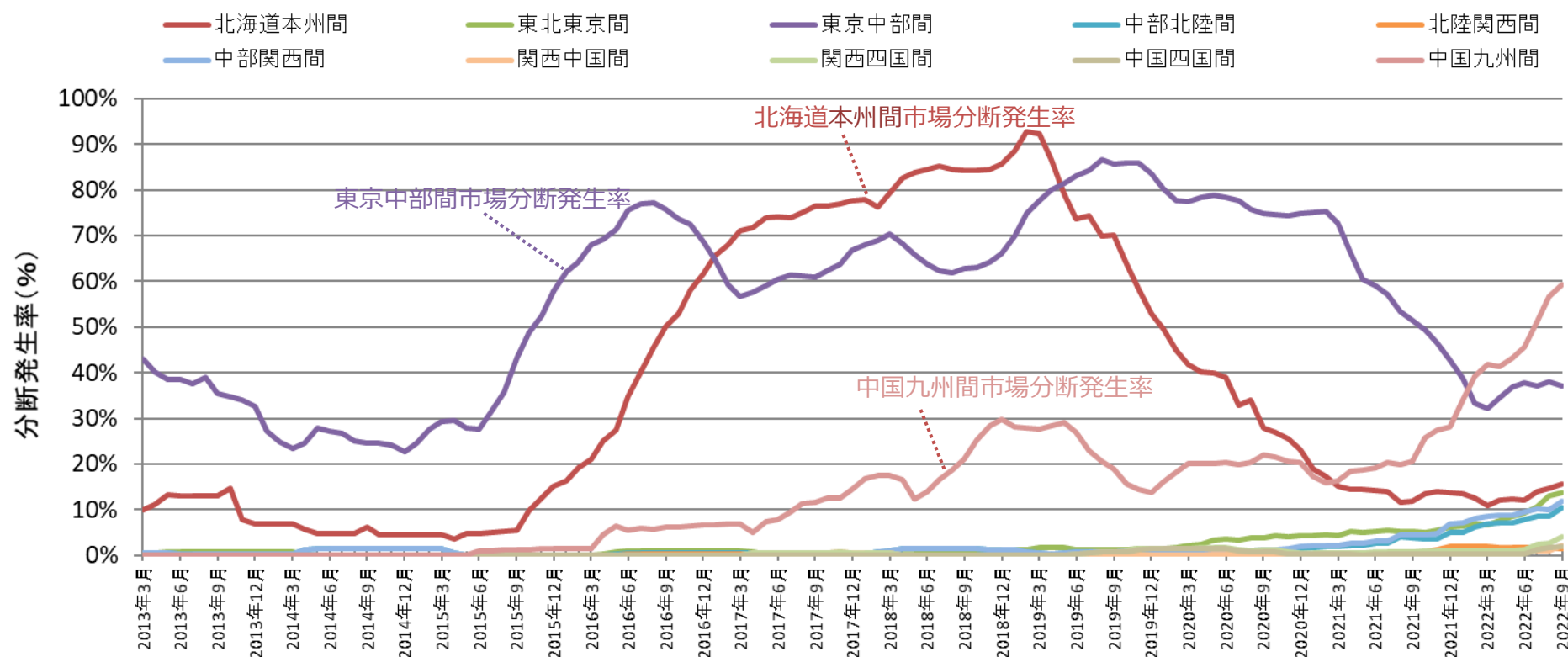


(円/kWh)	2012年度 平均	2013年度 平均	2014年度 平均	2015年度 平均	2016年度 平均	2017年度 平均	2018年度 平均	2019年度 平均	2020年度 平均	2021年度 平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	14.3
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	14.1

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。東京中部間の分断率は直近では横ばい傾向。

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。

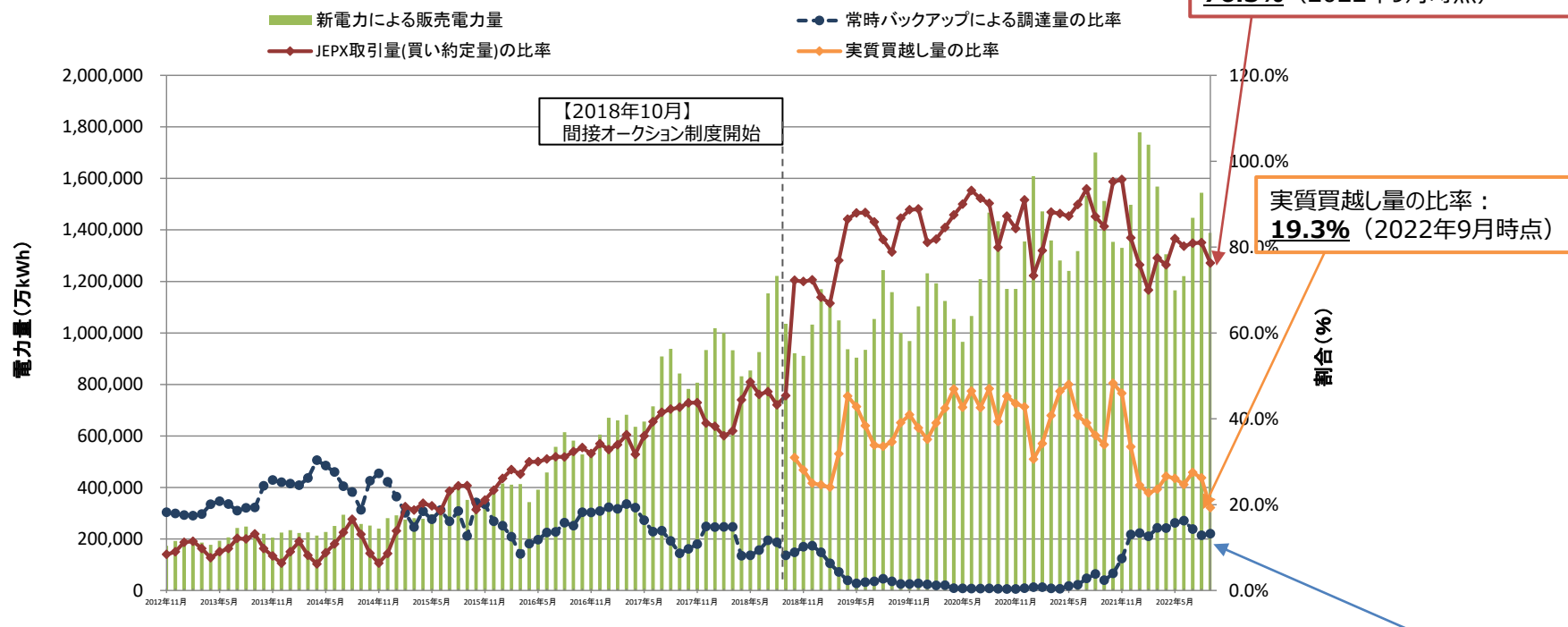
新電力の販売電力量に対するJEPX買い約定量、実質買越し量の比率の推移

○ 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、BL市場の買い約定量合計※1)の比率は76.3% (2021年度平均：85.6%)、実質買越し量※2の比率は19.3% (2021年度平均：36.9%) となっている。常時バックアップによる調達量の比率は13.2% (2021年度平均：6.4%) 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9月)

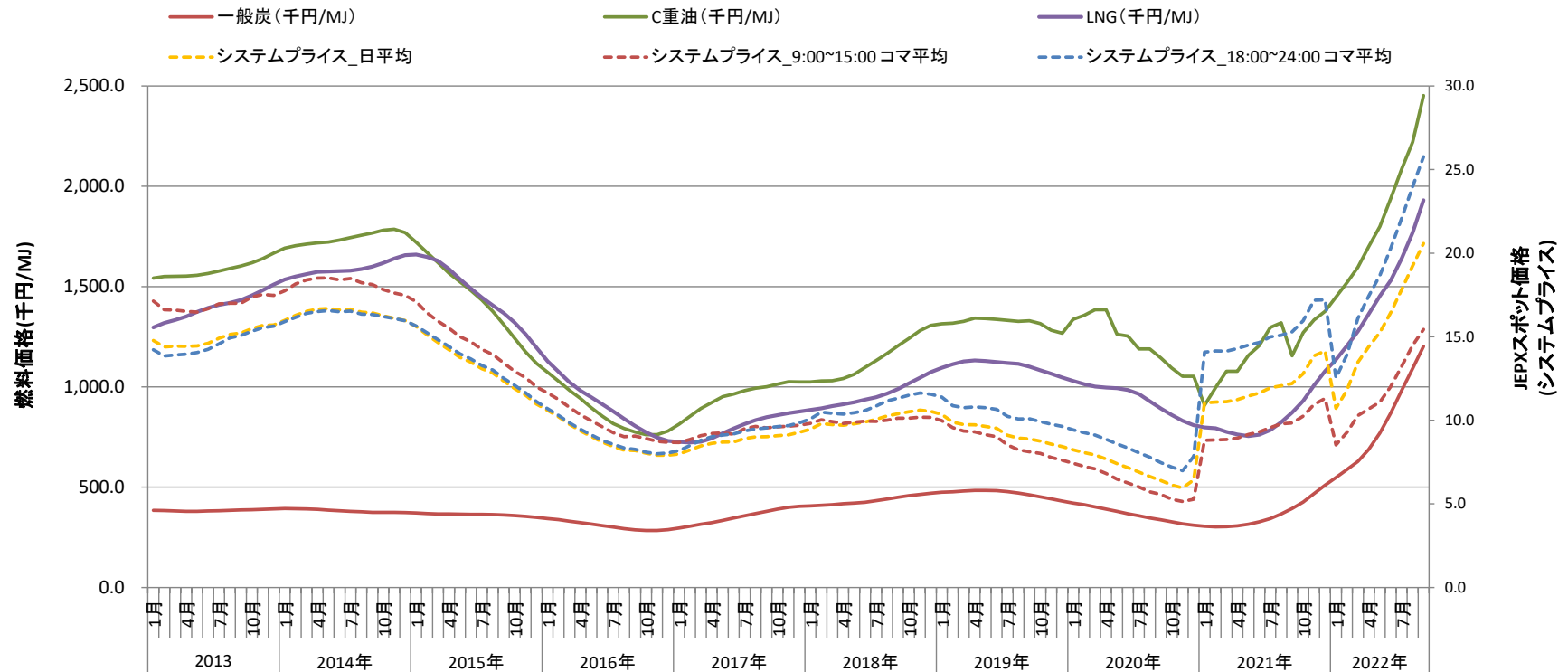


- ・ JEPX取引量の比率：
分母は「新電力による販売電力量」、分子は「卸市場（スポット、時間前、先渡し、BL）における、新電力による買い約定量」として算出。
- ・ 実質買越し量の比率：
分母は「新電力による販売電力量」、分子は新電力、各コマにおける「買い約定量合計-売り約定量合計（売り約定量の方が大きいコマは調達量“0”とする）」を合計して算出。
なお、集計は、2022年1月～3月期よりJERAを対象から外して集計。

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。2022年1月に一旦減少したものの、再度上昇している。

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9月)



出所：財務省 貿易統計(2022年12月5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熱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】

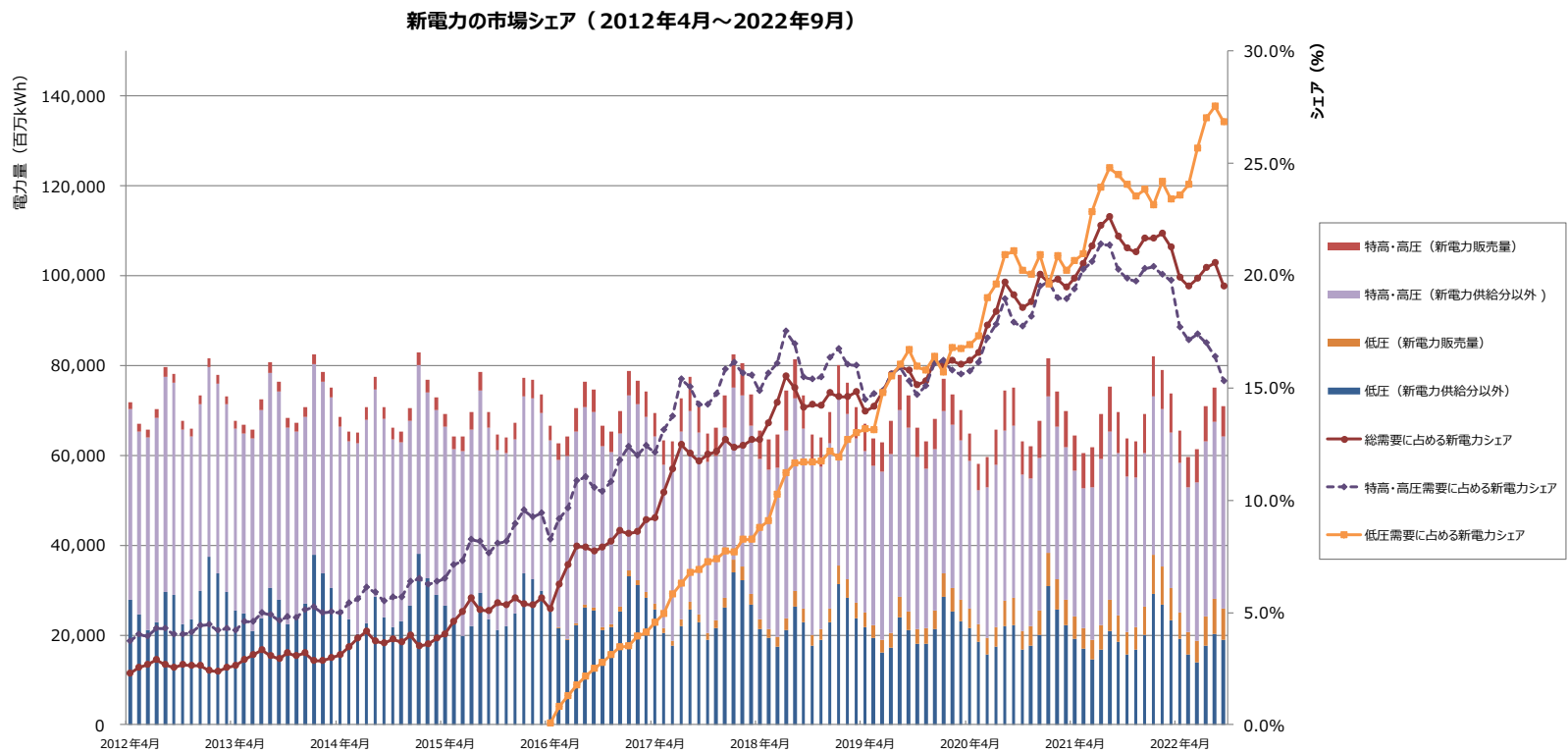
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - グロス・ビディングの状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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
 - 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、2012年以降低圧においては上昇傾向で推移しているが、特高・高圧においては、直近で減少傾向にある。
- 2022年9月時点において、総需要に占める新電力シェアは約**19.5%**、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約15.3%、低圧需要に占める新電力シェアは約26.8%となっている。

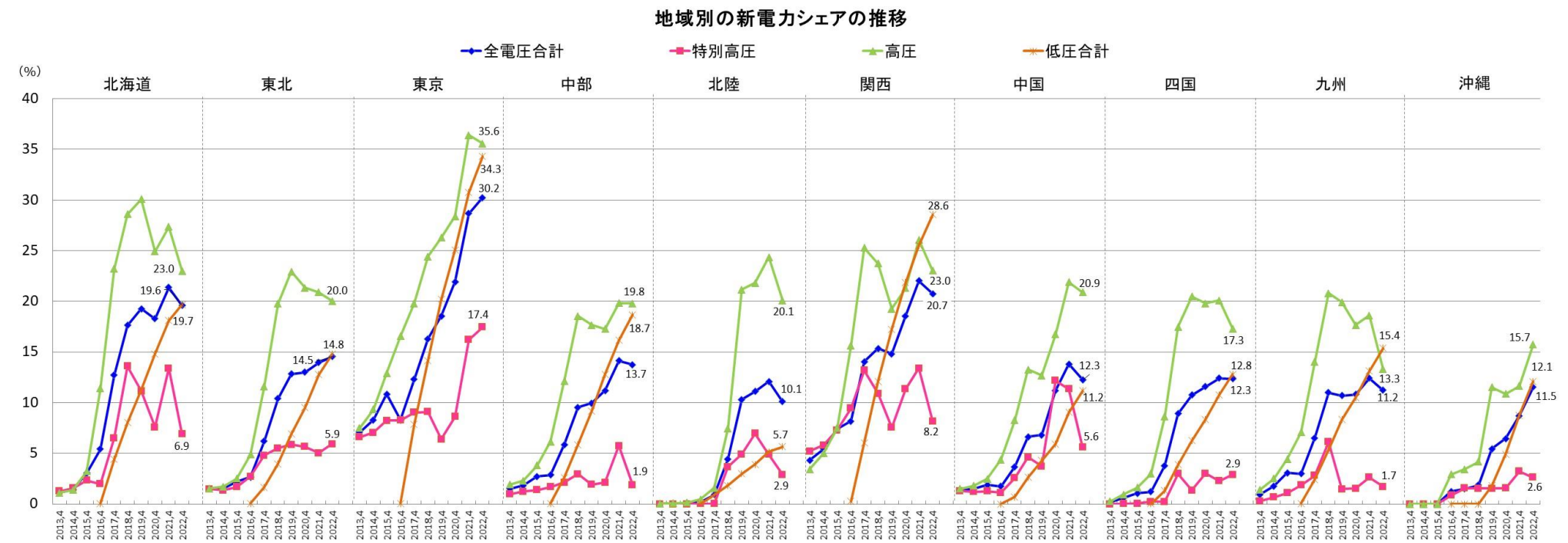


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。
 (出所：発電月報、電力取引報)

	2012/4	2013/4	2014/4	2015/4	2016/4	2017/4	2018/4	2019/4	2020/4	2021/4	2022/4	2022/9
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%	19.9%	19.5%
特高・高圧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%	17.7%	15.3%
低圧需要に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.6%	23.6%	26.8%

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、特別高圧・高圧については、直近では減少傾向の地域が見られる。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。

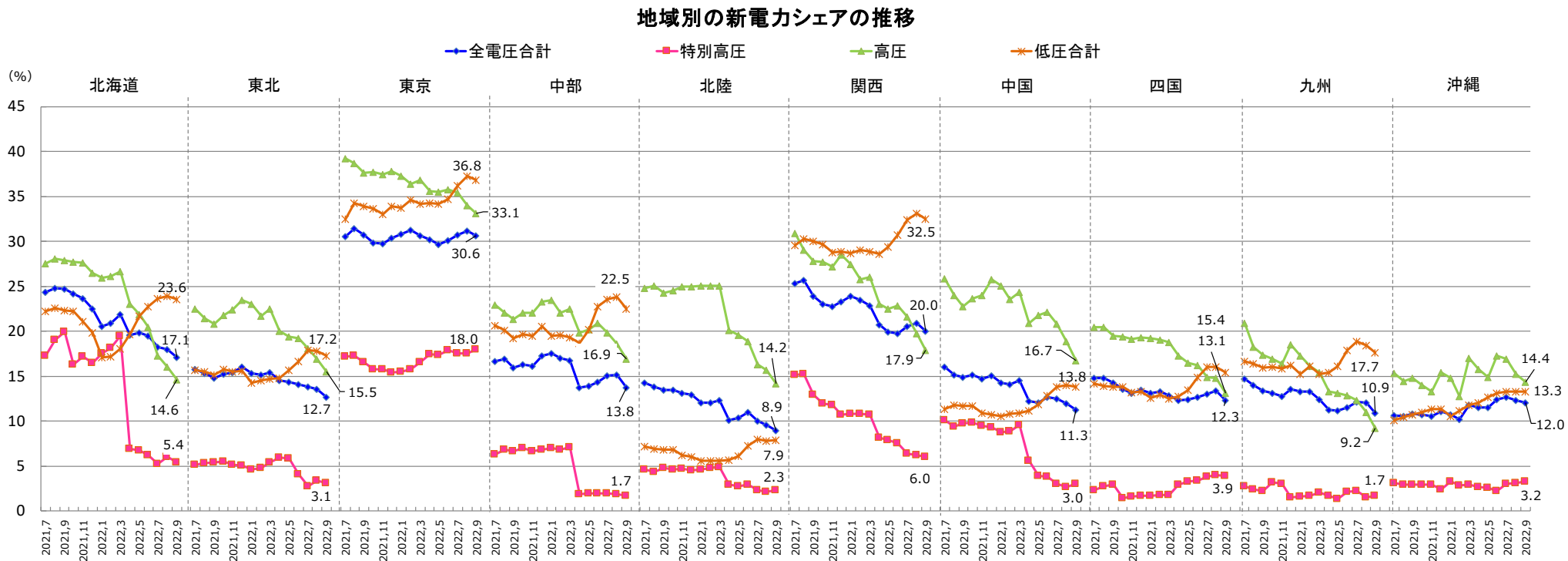


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

（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7月以降を月別に見ていくと、低圧は増加傾向にあったが直近では減少。特別高圧・高圧は減少傾向で推移している。全電圧合計でみると、直近では、全ての地域で減少している。



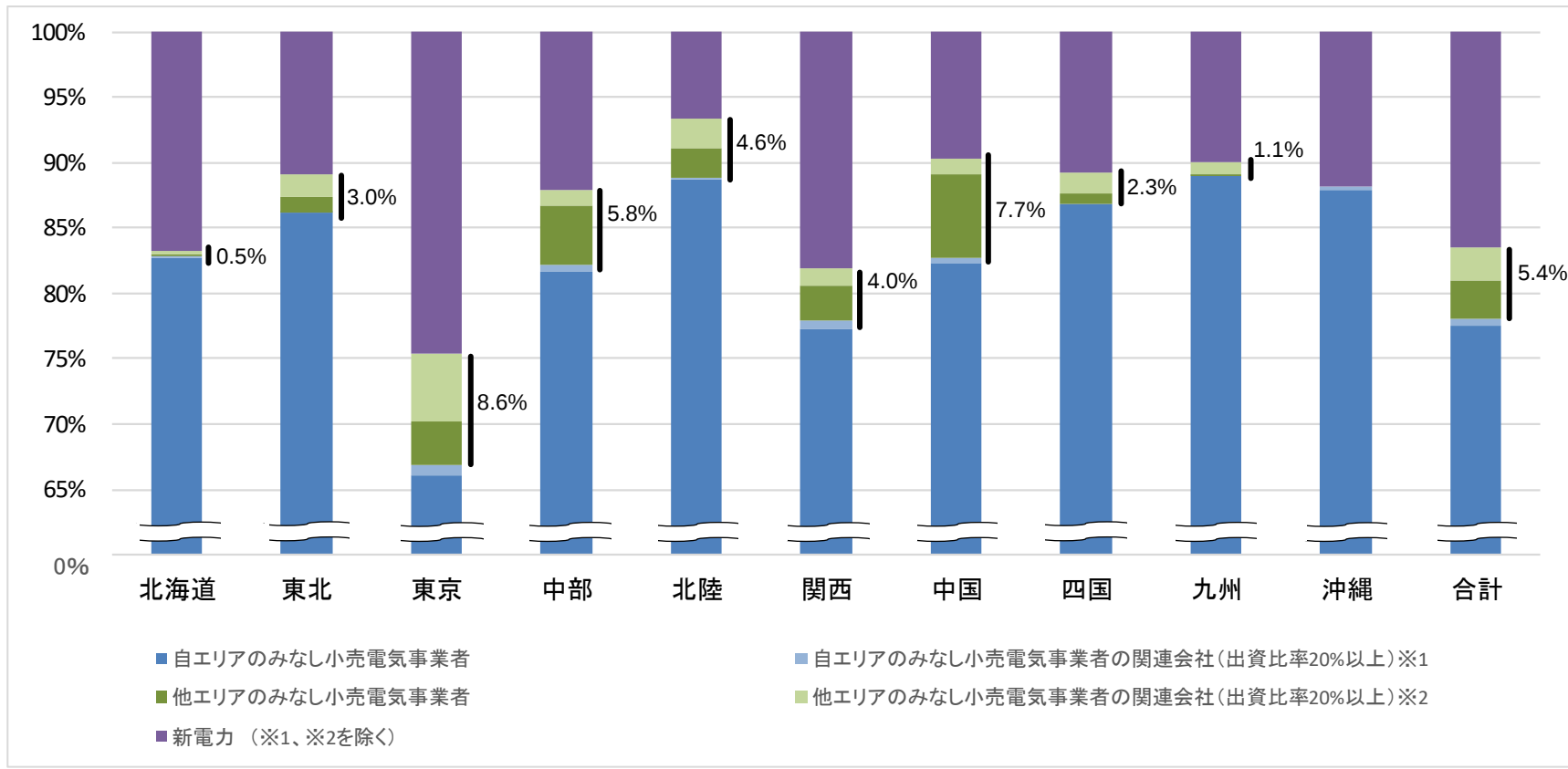
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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5.4%であった（2022年6月時点では6.4%）。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。

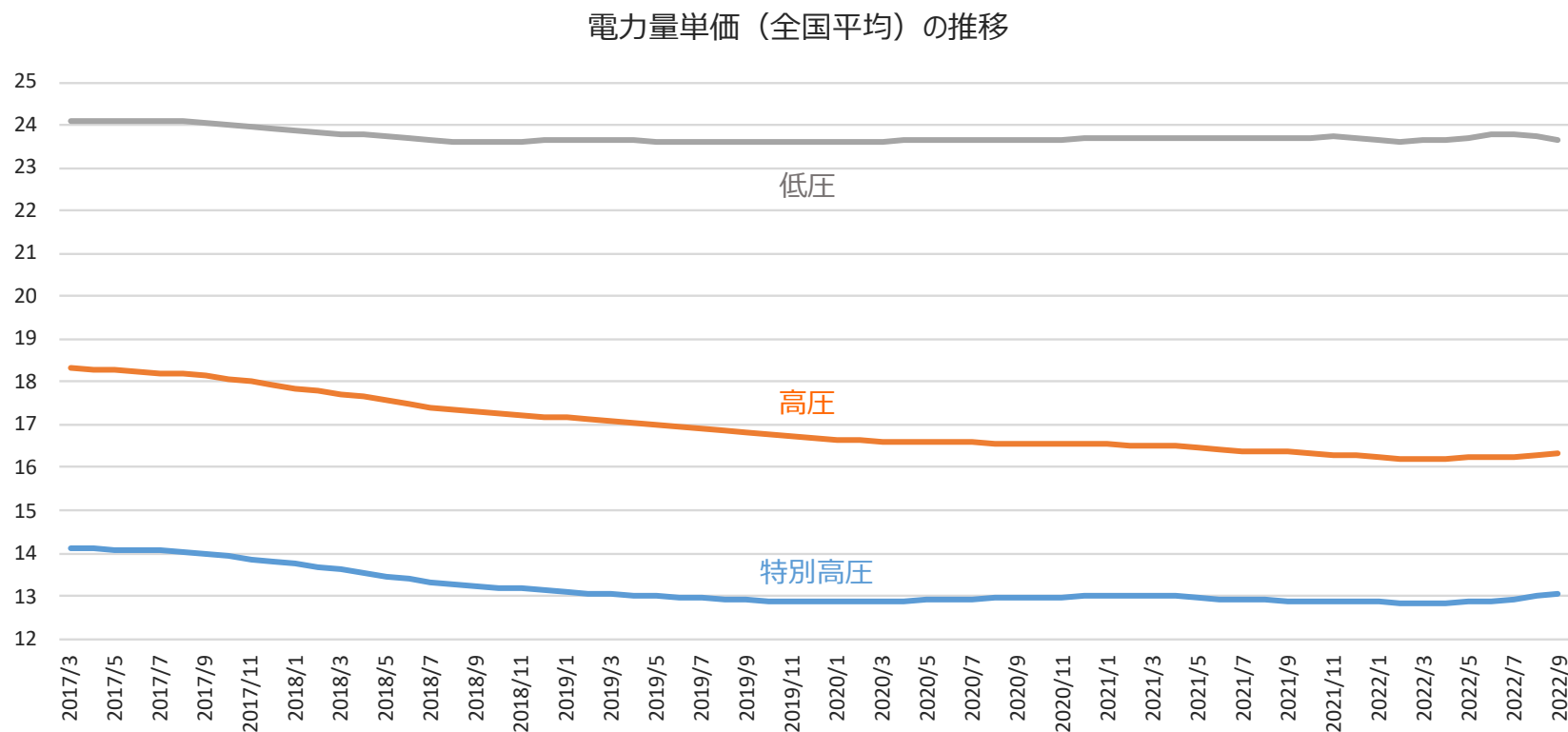
地域別の市場シェア（2022年9月）



(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、特高・高圧において、2022年4月以降僅かな上昇がみられる。



（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）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）

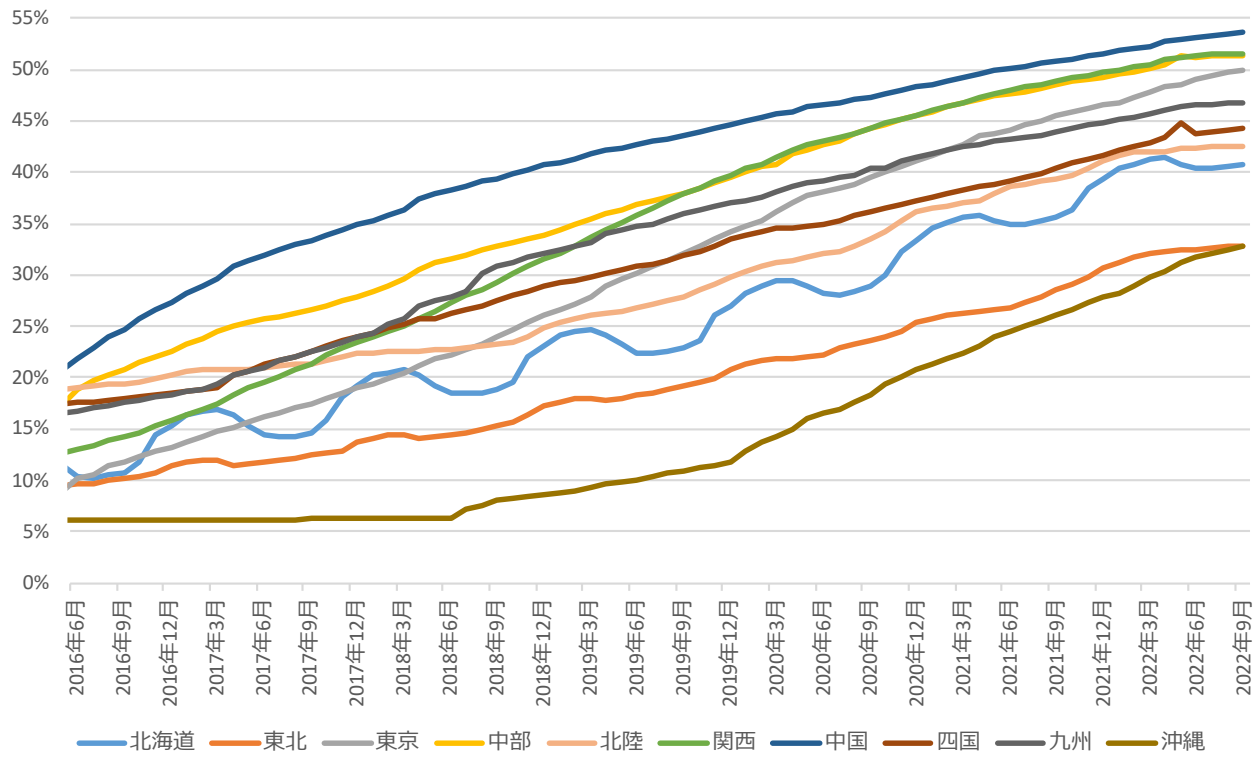
（出所）

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9月時点で全国47.8%となっている。

規制料金からスイッチングした割合



	2022年9月
北海道	40.7%
東北	32.8%
東京	49.9%
中部	51.4%
北陸	42.5%
関西	51.6%
中国	53.6%
四国	44.3%
九州	46.8%
沖縄	32.7%
全国	47.8%

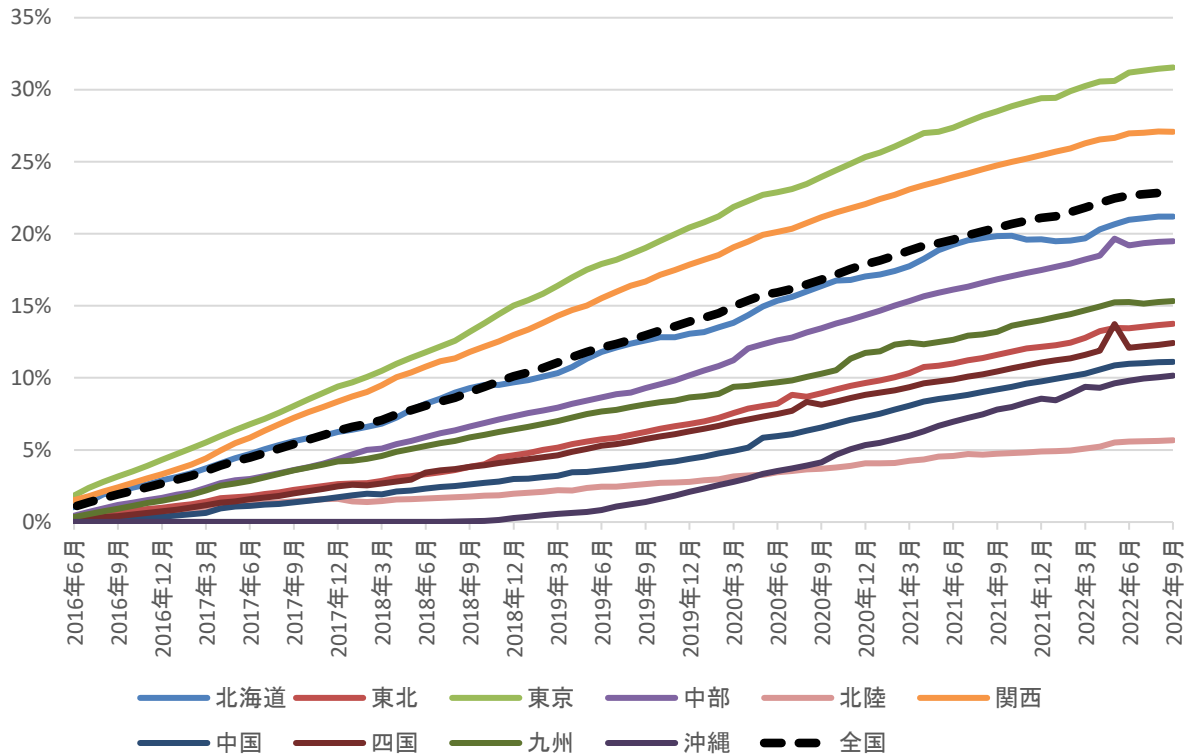
※沖縄は、低圧電灯のみで算出

(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9月時点で全国22.9%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

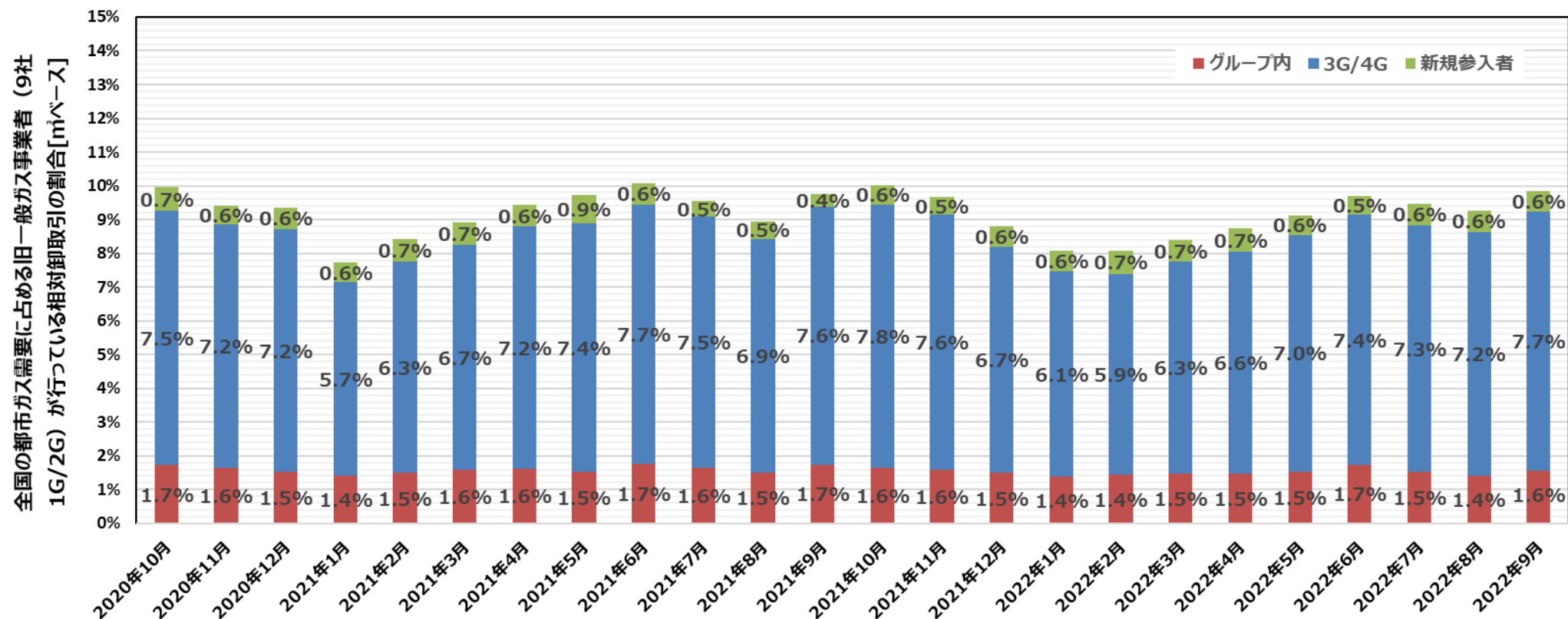


	2022年9月
北海道	21.2%
東北	13.7%
東京	31.6%
中部	19.5%
北陸	5.7%
関西	27.1%
中国	11.1%
四国	12.4%
九州	15.3%
沖縄	10.2%
全国	22.9%

(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1月からのデータをモニタリング。内2020年10月からの直近2年分を表記）。
- 2022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0.6%であった（なお、新規参入者による小売販売量シェアは約19%である（2022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。（2022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	22件	4件	4件	14件
大阪ガス	10件	3件	0件	7件
東邦ガス	11件	2件	1件	8件
北海道ガス	15件	2件	2件	11件
静岡ガス	17件	6件	8件	3件
西部ガス	13件	3件	3件	7件
広島ガス	6件	1件	3件	2件
仙台市ガス局	6件	0件	1件	5件
日本ガス	5件	1件	1件	3件
計	105件	22件	23件	60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）
 - － 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）
 - － 第31回モニタリング：2022年6月23日第74回制度設計専門会合（2022年1月-2022年3月期報告）
 - － 第32回モニタリング：2022年9月26日第77回制度設計専門会合（2022年4月-2022年6月期報告）

○ 今回は、2022年（令和4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。